

Міністерство освіти і науки України

Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна

Суярко В.Г.

**ПРОГНОЗУВАННЯ, ПОШУК ТА РОЗВІДКА
РОДОВИЩ ВУГЛЕВОДНІВ
Підручник**

Харків, 2015

Рецензенти:

Улицький О.А. – директор навчально–наукового інституту екологічної безпеки та управління Державної екологічної академії післядипломної освіти та управління Міністерства екології та природних ресурсів України, доктор геологічних наук, доцент

Барташук О.В. – завідувач відділом газових ресурсів УкрНДІ природних газів ПАТ «Укргазвидобування», кандидат геологічних наук, старший науковий співробітник

Затверджено до друку рішенням Вченої ради Харківського національного університету імені В.Н. Каразіна (протокол № від 28 серпня 2015 року)

Суярко В.Г. Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів: Підручник / В.Г. Суярко. – Харків: Фоліо, 2015. – с.

Розробка та друк виконані за спонсорської підтримки представництва «Шелл Експлорейшн енд Продакшн Юкрейн Інвестментс (IV) Б.В.» в рамках виконання програми Університетських Досліджень відповідно до Угоди про розподіл продукції, що видобуватимуться в межах ділянки Юзівська

Підручник містить відомості про історію, розвиток та сучасний стан нафтогазової геології, основні нафтогазоносні провінції світу та України, геологію та гідрогеологічні особливості родовищ нафти і газу, теоретичні основи і методику прогнозування, пошуку та розвідки традиційних та нетрадиційних родовищ вуглеводнів. Розглянуто економічну ефективність пошуків та розвідки нафти і газу та норми екологічної безпеки при геологорозвідувальних роботах на вуглеводні.

Підручник призначений для студентів освітнього рівня «Магістр» спеціальностей «Геологія нафти і газу», «Хімія» та «Охорона навколишнього середовища», які навчаються за спеціалізацією «Екогеохімія нафти та газу».

Передмова

Вступ

Частина I. ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

Розділ 1. Історія та світові досягнення геології нафти і газу

- 1.1. Розвиток та перспективи нафтогазової геології
- 1.2. Сучасний стан видобування та використання вуглеводнів
- 1.3. Особливості видобування сланцевого газу щільних колекторів, метану вугільних пластів та інших видів природного газу

Розділ 2. Основні нафтогазоносні провінції світу

- 2.1. Нафтогазоносні провінції Європи
- 2.2. Нафтогазоносні провінції Азії
- 2.3. Нафтогазоносні провінції Африки
- 2.4. Нафтогазоносні провінції Америки
- 2.5. Нафтогазоносні провінції Австралії та Нової Зеландії
- 2.6. Світові ресурси сланцевого газу

Розділ 3. Геологічна будова і нафтогазоносність території

України

- 3.1. Геологічна будова України
- 3.2. Нафтогазоносні провінції України
 - 3.2.1. Карпатська нафтогазоносна провінція
 - 3.2.2. Дніпровсько-Прип'ятська нафтогазоносна провінція
 - 3.2.3. Причорноморсько-Кримська нафтогазоносна провінція
- 3.3. Сланцева газонасність України

Розділ 4. Геологія родовищ нафти і газу

- 4.1. Хімічний склад та походження вуглеводнів
- 4.2. Порооди-колектори, флюїдоупори та умови залягання нафтогазових покладів
- 4.3. Нафтогазові пастки
- 4.4. Загальна характеристика сланцевого газу

Розділ 5. Гідрогеологічні особливості нафтогазових родовищ

- 5.1. Особливості знаходження води, нафти і газу у природних резервуарах
- 5.2. Генетичні та геохімічні особливості підземних вод нафтогазових родовищ
- 5.3. Гідрогеохімічні показники нафтогазоносності

Частина II. ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ ПРОГНОЗУВАННЯ, ПОШУКУ ТА РОЗВІДКИ РОДОВИЩ ВУГЛЕВОДНІВ

Розділ 6. Об'єкти і критерії прогнозування нафтогазоносності надр

- 6.1. Об'єкти прогнозування нафтогазоносності надр

- 6.1.1. Геоструктурні об'єкти
- 6.1.2. Неструктурні об'єкти
- 6.2. Критерії прогнозування скопчень вуглеводнів
 - 6.2.1. Структурно-тектонічні критерії
 - 6.2.2. Літолого-фаціальні критерії
 - 6.2.3. Геохімічні критерії
 - 6.2.4. Гідрогеологічні критерії
 - 6.2.5. Мікробіологічні критерії
 - 6.2.6. Геотермічні критерії
 - 6.2.7. Природні нафтогазопрояви
 - 6.2.8. Регіональні та локальні критерії

Розділ 7. Оцінка нафтогазоносності надр

- 7.1. Класифікація ресурсів і запасів нафти і газу
- 7.2. Якісна оцінка перспектив нафтогазоносності. Регіональний, зональний і локальний прогноз
 - 7.2.1. Регіональний прогноз
 - 7.2.2. Зональний прогноз
 - 7.2.3. Локальний прогноз
- 7.3. Прогнозування і пошуки скопчень вуглеводнів у нетрадиційних колекторах
- 7.4. Особливості прогнозування скопчень вуглеводнів на великих глибинах
- 7.5. Поклади вуглеводнів у породах кристалічного фундаменту
- 7.6. Кількісна оцінка скопчень вуглеводнів
 - 7.6.1. Методи підрахунку запасів нафти
 - 7.6.2. Методи підрахунку запасів газу

Розділ 8. Методи досліджень при пошуково-розвідувальних роботах на вуглеводні

- 8.1. Геологічні методи
- 8.2. Геофізичні методи
- 8.3. Геохімічні методи
- 8.4. Класифікація, конструкції, буріння та дослідження свердловин
 - 8.4.1. Класифікація і конструкції свердловин
 - 8.4.2. Документація на будівництво свердловин
 - 8.4.3. Геолого-геофізичні дослідження у свердловинах
 - 8.4.4. Освоєння свердловини та інтенсифікація видобутку
 - 8.4.5. Завершення будівництва свердловин

Розділ 9. Етапи і стадії геологорозвідувальних робіт на нафту і газ

- 9.1. Регіональний етап
 - 9.1.1. Прогнозування регіональної нафтогазоносності
 - 9.1.2. Виокремлення та оцінка нафтогазоносних зон і районів

9.2. Пошуковий етап

9.2.1. Виявлення і підготовка об'єктів (структур) до пошукового буріння

9.2.2. Пошук родовищ (покладів)

9.2.3. Методика пошукового буріння

9.3. Розвідувальний етап

9.3.1 Методика розвідки покладів нафти і газу

9.3.2. Підготовка родовищ до розробки

9.3.3. Дослідно-промислова розробка покладів (родовищ)

9.3.4. Оцінка родовищ (покладів)

9.4. Особливості пошуків та розвідки покладів вуглеводнів різних типів

9.5. Пошуково-розвідувальні роботи на морських акваторіях

Розділ 10. Економічна ефективність пошуково-розвідувальних робіт на вуглеводні

Розділ 11. Екологічна безпека при геолого-розвідувальних роботах на нафту і газ

11.1. Законодавчі нормативи з екологічної безпеки при пошуках і розвідці вуглеводнів

11.2. Основні екологічні ризики в процесі геологорозвідувальних робіт на нафту і газ

11.3. Охорона геологічного довкілля в процесі буріння свердловин

11.3.1. Екологічна безпека при виконанні морських геологорозвідувальних робіт на нафту і газ

11.4. Юридична відповідальність за порушення користування надрами при пошуках, розвідці та видобуванні вуглеводнів

Предметний покажчик

ПЕРЕДМОВА

Пошуково–розвідувальні роботи на вуглеводні можуть бути ефективними лише за умови об’єктивного, науково обґрунтованого прогнозування нафтогазоперспективних об’єктів. Проте це неможливо без якісної підготовки фахівців, яка потребує сучасної навчально–методичної літератури і, передусім, спеціальних підручників та посібників.

«Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів» – україномовний підручник, призначений для магістрів, що навчаються за спеціальністю «Геологія нафти і газу». У ньому розглянуто: історію та світові досягнення нафтогазової геології, структурну будову основних нафтогазоносних провінцій світу та УКРАЇНИ, геологічні та гідрогеологічні особливості родовищ нафти і газу, об’єкти та критерії прогнозування нафтогазоносності надр, методи досліджень на різних етапах і стадіях геологорозвідувальних робіт, визначення економічної ефективності пошуково–розвідувальних робіт та заходи з екологічної безпеки в процесі їх проведення.

У підручнику наведено особливості прогнозування скупчень вуглеводнів у нетрадиційних колекторах, на великих глибинах та у породах кристалічного фундаменту, методи оцінювання ресурсів та підрахунку запасів нафти і газу, прийоми інтенсифікації видобутку вуглеводнів.

Підручник «Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів» вміщує багато спеціальних термінів та понять, більшість яких наведено у предметному покажчику. Він може бути рекомендований не лише для студентів, але й для аспірантів та геологів, що працюють у наукових та виробничих організаціях нафтогазового профілю.

Доктор геолого-мінералогічних наук,
професор Харківського національного університету
імені В.Н. Каразіна,
академік Української нафтогазової академії

І.В. Височанський

Вступ

Вуглеводні – основа сучасної енергетики. Тому роль нафти і газу у світовій економіці є величезною.

Родовища вуглеводнів формуються у різноманітних геологічних умовах – на платформах і у геосинкліналях, на суші і у морських акваторіях, у приповерхневих товщах та на великих (більше 6–7 км) глибинах, в осадових та кристалічних породах. Генезис нафти і газу є дискусійним і розглядається з діаметрально протилежних позицій, оскільки серед геологів є прихильники як органічного, так і неорганічного походження вуглеводнів. Все це робить пошук та розвідку нафти і газу складним, трудомістким та дорогим процесом з високим ступенем економічного ризику.

Геологічна ефективність пошуково–розвідувальних робіт на вуглеводні залежить від достовірності прогнозування нафтогазоносних зон, структур та окремих пасток, у яких зосереджуються скупчення нафти і газу. При цьому типи пошукових об’єктів змінюються, а методика їх геологічних досліджень постійно удосконалюється. Ще півстоліття тому вуглеводні шукали майже виключно в межах антиклінальних структур, що вивчалися бурінням до 2–4 км. Зараз геологорозвідувальні роботи на нафту і газ проводять на великих (більше 6–7 км) глибинах і не лише в осадових басейнах, а й у кристалічних докембрійських породах, як на суші, так і у морських акваторіях. Більше того, останніми десятиліттями у світі успішно розробляють принципово нові родовища газу – газу «щільних колекторів», що знаходяться у сланцях, алевролітах, дрібнозернистих пісковиках («сланцевий» та «центрально–басейновий» газ). Через це майбутні фахівці з геології нафти і газу повинні мати гарну теоретичну основу для виконання геологорозвідувальних робіт на різних етапах і стадіях. Ці роботи, що об’єднуються поняттям геології нафти і газу повинні ґрунтуватися на теоретичних положеннях та методичних прийомах різних геологічних наук – історичної та структурної геології, геотектоніки, геофізики, геохімії, гідрогеології та інших. Саме забезпечення підготовки студентів цієї спеціальності є ключовою ідеєю створення підручника «Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів», що складається з 11 розділів, поділених на дві частини.

Метою підручника є ознайомлення студентів як з основними теоретичними положеннями нафтогазової геології, так і з методикою проведення комплексу різноманітних досліджень, що проводяться у процесі геологорозвідувальних робіт на вуглеводні. У ньому подано історію розвитку та сучасний стан геології нафти та газу, схарактеризовано геологічні особливості основних нафтогазоносних провінцій світу, описано геологічну будову та нафтогазоносність України.

При підготовці підручника використовувалися матеріали навчально–методичних та наукових видань, енциклопедій і словників, більшість яких

наведено у списку рекомендованої літератури. Зокрема, це праці відомих українських (І.Височанського, М. Євдощука, В. Колодія, Б. Маєвського, В. Михайлова, Л. Мончака, В. Світличного), російських (А.Бакірова, Г. Габриелянца), американських (А. Леверсена) дослідників.

У процесі роботи над підручником автор отримав підтримку та поради доктора геолого–мінералогічних наук І.В. Височанського та кандидата геологічних наук О.В. Бартащука. Технічна допомога при підготовці рукопису до друку була надана старшим викладачем О.І. Хріпко та завідувачем лабораторії О.В. Чуєнком.

Усім їм автор висловлює щиру подяку.

Частина I. ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

Розділ 1. Історія та світові досягнення геології нафти і газу

1.1. Розвиток та перспективи нафтогазової геології

У розвитку нафтогазопозукових робіт можна виділити три періоди.

Перший період – освоєння нафтових родовищ у межах природних нафтопроявів зводився до риття колодязів і проходки неглибоких свердловин ручного буріння біля виходів нафти до земної поверхні. Це стосувалося нафтових покладів на території України, Росії, США та інших країн. Так, нафтопрояви на Керченському півострові було виявлено у колодязях та на грязьових вулканах ще в III ст. до н.е. В Україні промисловий видобуток нафти розпочався у 1771–1792 рр., спершу на Коломийщині, а потім – у інших районах Карпат. Найдавнішим на Галичині є нафтопромисел Слобода-Рунгурська, де промисловий видобуток нафти розпочався у 1771 р., коли при поглибленні соляної шахти отримали нафту з глибини 25 м.

Світове визнання одержав один з найстаріших карпатських нафтопромислів – Бориславський. Перші нафтові копальні тут виникли в 20-х роках XIX ст. За короткий час було викопано до 500 шахт глибиною від 35-40 до 150 м, які давали до 200 кг нафти на добу.

У 1861 р. Р. Домс організував ударне буріння свердловин глибиною до 150 м, яка у 1885 р. досягала 800 м. В 1908 р. свердловина “Ойл-Сіті” (Тустановичі) досягла глибини 1016 м і розкрила потужний нафтоносний горизонт – бориславський пісковик, який приніс згодом м. Бориславу світову славу.

Другий період почався в середині XIX ст. і продовжувався до 40-х років XX ст. Швидке зростання видобутку нафти у другій половині XIX і на початку XX ст. потребував виявлення нових родовищ з вивченням закономірностей їх поширення. Геологи встановили приуроченість покладів нафти до пористих порід і антиклінальних структур, що обумовило виникнення “антиклінальної теорії” пошуків, згідно з якою поклади нафти знаходяться у склепінних частинах антиклінальних складок. Гіпотеза про приуроченість покладів нафти до антиклінальних структур одержала розвиток у роботах російських (Г.В. Абіх, В.І. Мушкетов, Г.П. Михайловський, М.І. Андрусов, Д.В. Голубятников), американських (Г. Роджерс та Г. УайтА); канадських (Т. Хант); європейських (Г. Гефер, Л. Мразек) вчених.

З 1859 р., коли Едвін Дрейк пробурих першу свердловину на нафту у якій виявився газ у Пенсільванії (США), з нафтової геології почала формуватися геологія нафти і газу.

На Керченському півострові (Крим), де нафту видобували із колодязів, у 1864 р. було розпочато бурові роботи, що проводились американськими,

французькими, німецькими та іншими закордонними фірмами. У 1866 р. американець Гоузен заклав свердловину на Приозерній площі, яка розкрила нафтовий поклад на глибині 116 м з дебітами до 70–100 т/добу.

Постійно удосконалювалося вивчення геологічних структур, сприятливих для пошуків та розвідки вуглеводнів. З 1925–1926 рр. було розпочато розвідувальні роботи в районах Баку, Грозного та Майкопу. Було застосовано обертово-роторне буріння, яке з 1930-х років стало основним. Глибини свердловин швидко зростають. Якщо у 1925 р. вони не перевищували 800–1200 м, то в 30-х рр. значна їх кількість досягла глибин 1500–2000 м.

На основі структурної теорії геологами були відкрито багато родовищ нафти і газу у різних регіонах світу. Для виявлення сприятливих структурних форм почали застосовувати геофізичні методи досліджень, а також аналіз фаціально-тектонічних умов нафтогазонагромадження.

Перший газ на Галичині було отримано 1920 р. на Дашавській площі зі свердловини, що бурилася для розвідки солі, з глибини 395 м, дебітом 14 тис.м³/добу. У подальшому це сприяло побудові газопроводів з Дашави до Львова та інших міст регіону.

У 1936 р. Інститутом геологічних наук АН України встановлено нафтогазоносність Дніпровсько-Донецької западини. У 1939 при бурінні структурної свердловини 2-с на північному крилі Роменського соляного штоку в інтервалі глибин 250–310 м було розкрито три горизонти нафтоносної брекчії, що привело до відкриття нафтового родовища. До Другої світової війни у Дніпровсько-Донецькій западині було виявлено понад 20 перспективних локальних нафтогазоносних структур.

Третій період характеризується розвитком антиклінальної теорії формування покладів вуглеводнів і супроводжується дослідженнями їх генезису. Великий внесок у це зробили академіки В.І. Вернадський та І.М. Губкін.

У 1947 р. у Дніпровсько-Донецькій западині були відкриті Радченківське газонафтове родовище, гігантське газове родовище – Шебелинське, а також великі за запасами нафти Гнідинцівське, Леляківське, Глинсько-Розбишівське, Анастасіївське. Були також відкриті великі газоконденсатні родовища – Кегичівське, Хрестищенське, Ланнівське та ін.

У межах Азово-Чорноморського шельфу геологорозвідувальні роботи почалися в 60-х рр. Приводом для їх проведення стало відкриття низки невеликих родовищ на суходолі Криму.

Для сучасного стану нафтогазопошукових і розвідувальних робіт характерним є:

- широкий розвиток регіональних геолого-геофізичних досліджень та наукових узагальнень з метою прогнозування нафтогазоносності;
- вдосконалення геофізичних та геохімічних методів для прогнозування та виявлення нафтогазоперспективних об'єктів;
- збільшення глибинності пошуків нафти і газу до 6–7 км;

- пошуково-розвідувальні роботи в акваторіях морів та океанів;
- пошуки покладів неантиклінального типу, пов'язаних з літологічними, стратиграфічними та гідродинамічними пастками і рифогенними тілами;
- пошуки та розвідка газу нетрадиційних родовищ центральнобасейнового та сланцевого типів.

У нафтогазовій геології України існують потужні наукові школи, які розвивають теорії органічного та неорганічного походження вуглеводнів – у Києві, Львові, Івано-Франківську та інших науково-навчальних центрах. Серед відомих українських вчених, що зробили вагомий внесок у розвиток нафтогазової геології – В. Сельський, В. Порфир'єв, С. Субботін, М. Ладиженський, Ю. Арсірій, Г. Доленко, В. Гавриш, В. Забігайло, І. Височанський, О. Лукін, В. Колодій, М. Павлюк, Ю. Крупський, І. Чебаненко, М. Чирвинська, П. Шпак, Б. Маєвський, В. Гладун, В. Світлицький, О. Істомін, М. Євдошук, В. Краюшкін, О. Карпенко та інші.

1.2. Сучасний стан видобування та використання вуглеводнів

Світове використання енергоресурсів, отриманих з різних джерел, на початку третього тисячоліття становило близько 12 млрд.т умовного палива за рік. Середнє їх використання на одного мешканця Землі становило близько 1825 кг/рік. Із використаних енергоносіїв частка нафти – близько 40 %, вугілля – 20 %, природного газу – 25 %, ядерної енергії – близько 8%, інших видів енергії – 2 %. Таким чином, основними енергоносіями залишаються нафта, вугілля і природний газ.

У загальному балансі споживання енергетичної сировини в Україні частка вуглеводнів становить понад 60 %. В Україні пріоритетним енергоресурсом є природний газ і його частка в енергобалансі становить близько 40 %.

За оцінкою фахівців початкові видобувні ресурси нафти на Землі становлять 320 млрд.т, а природного газу – 340 трлн.м³. На початок 2003 р. у світі видобуто понад 130 млрд.т нафти і близько 75 трлн.м³ природного газу. Виробленість початкових видобувних ресурсів становить для нафти 0,36, а для газу – 0,19. Величина невиявлених на сьогодні ресурсів становить 64 млрд.т нафти та 128 трлн.м³ газу. Розвіданість початкових ресурсів назагал у світі до 2000 р. досягла 0,80 для нафти і 0,62 для газу. Таким чином, за загальноприйнятими оцінками належить ще виявити близько 20 % початкових ресурсів нафти і 38 % ресурсів газу. Оцінка ресурсів вуглеводнів має умовний характер. Вона відображає рівні геологічної вивченості надр і технологію видобутку вуглеводнів, економічні умови розвідки і розробки родовищ.

Найбільші запаси нафти зосереджені у п'яти країнах: Саудівській Аравії (36,4 млрд.т), Іраку (15,7 млрд.т), ОАЕ (12,6 млрд.т), Ірані (12,5 млрд.т), Венесуелі (10,7 млрд.т). На їх частку у загальносвітових запасах припадає 62 %, а разом з Росією – майже 67 %. Три чверті запасів нафти знаходяться у

надрах дев'яти держав, включаючи також Мексику (4,0 млрд.т), Лівію (4,1 млрд.т) і Китай (3,4 млрд.т). При цьому у країнах Близького і Середнього Сходу в 2012 р. видобуто близько 1,4 млрд. т або майже третину від сумарного видобутку нафти.

Запаси нафти у Росії становлять 7,0 млрд.т, Казахстані – 762 млн.т, Туркменістані – 83,4 млн.т, Узбекистані – 84 млн.т. В Україні ця цифра дорівнює 56,6 млн.т.

Основні запаси газу знаходяться в регіонах Східної Європи і СНД (56,7 трлн.м³), а також Близького і Середнього Сходу (52,5 трлн.м³), що становить 72,6 % від світових запасів газу. Значні запаси має Росія (48,1 трлн.м³) та Іран (23,0 трлн.м³). Разом з Катаром (11,2 трлн.м³), Саудівською Аравією (6,0 трлн.м³) та Абу-Дабі (5,6 трлн.м³) вони мають 93,9 трлн.м³ або 62,8 % світових запасів газу. Решта 37,2 % розміщені в 17 країнах, запаси яких змінюються у межах від 1,2 до 4,5 млрд.м³. До них належать Туркменістан (2,9 трлн.м³), Узбекистан (1,9 трлн.м³), Казахстан (1,8 трлн.м³), Лівія (1,3 трлн.м³), Норвегія (1,2 трлн.м³), а також Україна, на частку якої припадає 1,1 трлн.м³ або 0,77 % від світових запасів.

Найбільше видобувається газу у Росії, Нідерландах, Норвегії, Великобританії, Ірані та деяких інших державах.

За останні десятиліття понад 30 країн здійснює промисловий видобуток нафти і газу, а більше 80 ведуть пошуково-розвідувальні роботи в межах акваторій. Сьогодні понад 25 % світового видобутку вуглеводнів припадає на морські акваторії.

Україна також має свої економічні інтереси на акваторіях. Верховна Рада прийняла у 1996 р. закон, яким морські райони, що зовні територіально прилягають до України, в тому числі і райони навколо островів, становлять виключну (морську) економічну зону нашої країни шириною до 200 морських миль.

На початок третього тисячоліття щорічний видобуток нафти у світі становив близько 3500 млн.т і газу – 2500 млрд.м³. В Україні видобуток нафти з газовим конденсатом у 2012 р. становив близько 3 млн.т і природного газу – 16,4 млрд.м³. Максимальний видобуток нафти в Україні у 1972 р. склав 14,5 млн.т, а газу у 1975 р. – 68,7 млрд.м³. За приблизно 20 років експлуатації нафтових родовищ дебіт свердловин звичайно зменшується у 10-20 разів.

За прогнозом Світової ради з енергетики до 2020 р. споживання нафти може перевищити 4 млрд.т на рік, а її частка в енергобалансі становитиме 26 %. Споживання природного газу може збільшитися до 4 трлн.м³ і становитиме 21 % від всіх енергоносіїв. За прогнозами в Україні в 2005–2010 р.р. споживання нафти буде становити 50–60 млн.т, а газу – близько 70–75 млрд.м³. Що стосується споживання природного газу, то, починаючи з 1991 р., спостерігається стійка тенденція до зниження обсягів його споживання. Так, у 1991 р. споживання газу становило 118,1 млрд.м³, і Україна за цим показником займала третє місце у світі після США і Росії.

Для забезпечення запасами видобутку нафти і газу в Україні в найближчі роки необхідно щорічно нарощувати приріст запасів вуглеводнів у обсязі не менше, ніж 23 млн.т умовного палива.

Поточні нерозвідані ресурси вуглеводнів в Україні сягають більше 50 % від початкових і в цілому оцінюються в 4978,3 млн.т у.п., у тому числі нафти з конденсатом – 1137,1 млн. (23 %), газу – 3841,2 млрд.м³ (77 %). При цьому третина нерозвіданих ресурсів газу і 19 % нерозвіданих ресурсів нафти припадають на акваторії Чорного та Азовського морів.

Подальший розвиток нафтогазодобування вимагає збільшення обсягів фінансування на поглиблення фундаментальних і прикладних наукових досліджень, на підставі яких можна проводити обґрунтування пошуково-розвідувальних робіт.

Особливої уваги заслуговує прогнозування, пошук і розвідка нетрадиційних родовищ газу щільних колекторів (“tide gas” та “shell gas”). На території України виділено шість ділянок, перспективних на відкриття таких родовищ у пісковиках та алевролітах і сланцях Донбасу, Дніпровсько-Донецької западини, Передкарпатського прогину. Для їх дослідження та розробки залучено такі потужні нафтогазові компанії як “Shell” та “Chevron”. Особливо цікавими є проекти голандсько-американської компанії “Shell”, яка не лише серйозно вивчає (і вже розбурює) окремі прогнозні площі, а й активно залучає до цього наукові установи та навчальні заклади (зокрема, ХНУ імені В.Н. Каразіна) України. Промислова розробка родовищ газу щільних колекторів («сланцевого газу») – запорука енергетичної незалежності України.

Теоретичною основою нафтогазової геології, як відомо, є такі проблемно-фундаментальні положення, як механізм масового утворення вуглеводневих сполук і закономірностей формування та поширення їх промислових покладів. Дослідження так званих нафтогазоматеринських товщ, без врахування всього комплексу геолого-геохімічних, термобарогеохімічних, гідрогеологічних та інших матеріалів, не сприяли розробці ефективних критеріїв прогнозування нафтогазоносності, яке б передувало її прямому відкриттю шляхом буріння пошукових свердловин. А безпосередній зв'язок з утворенням покладів нафти і газу не для всіх фахівців є переконливим. Бо вміст бітумоїдів у породах не може бути однозначним показником генерації, а тим більше еміграції з них вуглеводневих компонентів. Виходячи тільки з ролі катагенезу в нафтогазонагромадженні важко пояснити, чому при близьких формаційних, структурно-тектонічних, геотермічних умовах аналогічні за морфогенетичними особливостями і характером екранування типи пасток вміщують поклади вуглеводнів, а інші – непродуктивні, або у формаційно однотиповій товщі при вищевказаних умовах у пастках вміщуються різного фазового складу вуглеводні.

Утворення гігантських скупчень нафти та бітумів неможливо пояснити тільки з позицій органічної теорії, оскільки і те, що основні запаси нафти (понад 80 %) пов'язані з великими тектонічними зонами (Персько-

Середземноморською, Мексикансько-Карибською і Зондською) розпаду суперконтинентів в мезо-кайнозойську епоху дрейфу материків. Це свідчить про те, що саме у межах тектонічно найбільш активних районів літосфери створюються максимально сприятливі умови висхідної міграції глибинних флюїдів по “каналах”, які пов’язують земну кору з верхньою мантією як основного постачальника глибинної речовини. Наявність деяких ознак “біогенності” нафт можна пояснити тим, що “первісна” нафта, яка є переважно продуктом мінерального синтезу, в процесі міграції по ослаблених зонах кори, тріщинах і порах осадової товщі “вимиває” з ОР окремі компоненти, а також піддається бактеріальному та іншим видам перетворення в результаті взаємодії з чужорідним орґано-мінеральним середовищем і набуває природного складу. Сьогодні існують докази окиснення вуглеводнів за участю анаеробних бактерій. Геохімічними наслідками цих процесів є зміни складу флюїдів нафтогазових покладів і пластових вод в зоні їх безпосередньої взаємодії.

Успішність пошуків родовищ вуглеводнів залежить від виявлення закономірностей їх просторового розташування. Комплексування сейсморозвідки, буріння, геофізичних досліджень у свердловинах, циклостратиграфічних, стратиграфічних, аерокосмічних та інших методів дає можливість виявити нафтогазоперспективні об’єкти в усіх регіонах. Особливе значення мають пастки пов’язані з літологічними виклинюваннями і фаціальними заміщеннями порід, стратиграфічними незгідностями, породами кристалічного фундаменту, рифогенними спорудами тощо. Саме з такого типу пастками пов’язані значні світові запаси нафти і газу.

1.3. Особливості видобування сланцевого газу, газу щільних колекторів, метану вугільних пластів та інших видів природного газу

Горючі чи піробітумінозні сланці – осадові гірські породи глинистого, мергелистого чи кременистого складу, що містять від 10 до 50 % (зрідка до 60 %) сингенетичної осадконакопиченню органічної речовини (керогену), вихідним матеріалом якої була біомаса нижчих водоростей (сапропелеві компоненти) і вищих рослин (гумусові компоненти). За співвідношенням останніх горючі сланці поділяються на сапропеліти (Прибалтика, Волзький басейн, Болтиське родовище) і сапрогуміти (менілітові сланці Карпат).

Органічна речовина горючих сланців (кероген) зазвичай накопичується в донних осадах при нормальному режимі кисню, характеризується високим вмістом вуглецю (56–82 %), водню (7–10 %), значним – кисню (9–10 %), сірки (1,5–9 %) і азоту (1–6 %), великим виходом летких при термічній переробці (до 90 %), високою питомою теплотою згоряння (до 29–37 МДж/кг). У різних співвідношеннях можуть бути присутнім мікрокомпоненти груп вітриніту, ліптиніту, фюзиніту.

Горючі сланці – корисна копалина з групи твердих каустобіолітів, яка дає при піролізі значну кількість смоли, що нагадує нафту. В світових запасах сланцю міститься від 550 до 630 млрд т сланцевої смоли (штучної нафти), тобто в 4 рази більше, ніж всі розвідані запаси натуральної нафти. Термічною переробкою горючих сланців в умовах напівкоксування (450–550 °С) одержують смолу (10–30 %), газовий бензин (1.0–1.5 %), пірогенетичну воду і горючі гази з високою теплотою згоряння. Смола напівкоксування (сланцеве масло) кукерситів містить 20–25 % фенолів (переважно висококиплячих), а також парафінові, аліфатичні, нафтенові і ароматичні вуглеводні.

Промислове використання горючих сланців в енергетиці більшості країн світу є дуже обмеженим за винятком Естонії і Росії, хоча промислово-дослідні роботи проводяться в Бразилії, Австралії, США та інших країнах.

На використанні середньокалорійних (теплота згоряння 8–9 МДж/кг) горючих сланців Прибалтики працює низка ТЕС з КПД до 30 %.

Особливо перспективною є піролітична технологія переробки горючих сланців, які у подрібненому стані перемішуються з високотемпературним (800–850 °С) теплоносієм (яким є його власна зола) і подаються до реактору піролізу, що обертається. Внаслідок безкисневого нагрівання до температури 460–490 °С, із сланця виділяється парогазова суміш, яка утримує пари вуглеводнів, H_2 , CO , N_2 , H_2S , CH_4 та ін. і коксозольний залишок.

Виділяють формації горючих сланців древніх і молодих платформ, що пов'язані із синклінальними структурами чохла. Вік вмисних порід може бути різним: кембрій (Сибірська платформа), ордовик (Російська плита), девон (Тіман, Приуралля, Прип'ятська западина), юра (Російська плита), еоцен (схили Українського щита), палеоген-неоген (Дніпровсько-Донецька западина).

Окрім платформних, виділяють інші генетичні формаційні типи горючих сланців: геосинклінальний та ерогенний, що пов'язані з епіплатформною тектонічною активізацією.

Прикладом *геосинклінального типу* є менілітові сланці Карпат палеоген-олігоценового віку, потужністю понад 1000 м, що представлені кременисто-карбонатно-теригенними відкладами з лінзами горючих сланців низької якості (вихід сланцевої смоли 3–6 %).

Ерогенний формаційний тип відомий у пізньокарбоновими-ранньопермських карбонатно-теригенних відкладах Середньої Азії.

Формації епіплатформної активізації відомі в юрсько-ранньокрейдових накладених прогинах і западинах Забайкалля (Росія).

Перша свердловина в сланцевих пластах була пробурена у США в 1821 р. у штаті Нью-Йорк. Ініціатором масштабного виробництва сланцевого газу (Shale Gas) в США був Джордж П. Митчелл, який в 1946 р. заснував найбільшу нафто- і газодобувну компанію «Mitchell Energy & Development».

Газ з девонських сланців Аппалачів видобувався також у штатах Західна Вірджинія, Кентуккі і Пенсільванія. В 1880 р. газ видобували з формації Огайо (Ohio Shale), де були пробурені тисячі неглибоких вертикальних свердловин, час від часу стимулюючи приплив газу за допомогою вибухових матеріалів. Деякі з цих свердловин в Аппалачах діють до сьогодні. На межі 1950 і 60-х рр. вперше було випробувано метод гідравлічної стимуляції тріщинуватості в свердловинах.

В 70-і роки XX століття в США були проведені розвідувальні роботи, в ході яких виявлено чотири величезні сланцеві структури – Барнетт (Barnett), Хайнсвілл (Haynesville), Файетвілл (Fayetteville) і Марселлус (Marcellus), що тягнуться на десятки тисяч км² і, мабуть, вміщують гігантські запаси природного газу. Новий етап у його промисловому видобутку почався в 1981 р. в Північному Техасі, Пенсільванії на родовищі Барнетт. Буріння здійснювалося на глибину 750 м. Добовий дебіт склав близько 3000 м³, запаси сланцевого газу на піонерській свердловині – близько 8 млн м³. Проте на той момент ці резерви виявилися недоступними, а розробка відповідних технологій видобутку була припинена після падіння цін на нафту в 80-і роки. Проте, в 90-і роки декілька невеликих компаній, найбільшою і найактивнішою з яких була Chesapeake Energy, вирішили повернутися до ідеї вилучення газу із сланцевих пластів. В покладах Барнетт в штаті Техас Chesapeake Energy в 2002 р. була пробурена перша горизонтальна свердловина. Корпорація Chesapeake Energy була заснована в 1989 р. Томом Л. Уордом. Головною його стратегією було буріння горизонтальних свердловин для ПСГ. Зараз корпорація Chesapeake Energy є головною з видобутку природного газу в США. Вона видобуває ПСГ на чотирьох покладах сланців: Барнетт, Файетвілл, Марселлус, Хайнсвілл. Найбільш розвинений регіон видобутку сланцевого газу – Барнетт на півночі штату Техас.

Наприкінці минулого століття газ зі сланців видобувався у США з 5 родовищ (Огайо, Антрим, Барнетт, Ньюо Албані, Левіс) в незначних обсягах за допомогою вертикальних свердловин. В 2003 р. на родовищі Барнетт була впроваджена технологія горизонтального буріння з використанням гідроудару з утворенням гідравлічної тріщинуватості. Зараз у США газ зі сланців видобувається 40 000 свердловинами у понад 20 покладах, а його видобуток у 2008 р. досяг 57 млрд. м³.

Для видобутку сланцевого газу застосовуються технології, які були розроблені ще десятиріччя тому, але у той час не мали широкого використання. Одним з них було горизонтальне буріння, що полягало у викривленні вертикальних свердловин в процесі буріння на 90°.

В 2002 р. компанія Шлюмберже пробурила першу горизонтальну свердловину на сланцевий газ з використанням технології гідророзриву де були отримані позитивні результати.

Зараз для видобутку сланцевого газу використовують сучасні технології: горизонтальне буріння (directional drilling), гідророзрив пласта (hydraulic

fracturing) і сейсмічне моделювання 3D GEO (технологія розроблена фахівцями компанії Chesapeake Energy). Слід зазначити, що теоретичні основи гідророзриву пласта в 1953 р. розробив радянський академік С.А. Христіанович. При видобутку сланцевого газу за новою технологією бурять одну свердловину, від якої потім на великій глибині розходяться горизонтальні свердловини, довжина яких може досягати 2–3 км. Після цього в пробурені свердловини закачується під тиском суміш води (80%), піску (15%) і хімікатів (5%). Гідроударом руйнують перегородки у породах, що дозволяє сконцентрувати і відкачати газ через вертикальний стовбур. Оскільки в процесі буріння використовується сучасне сейсмічне моделювання 3D GEO, то процес розкриття мікроколекторів є досить швидким і точним. Аналогічна технологія видобутку застосовується і для отримання вугільного метану. Собівартість видобутку сланцевого газу за різними оцінками коливається від \$90 до \$212–283 за 1 тис. м³.

Промислові запаси сланцевого газу в США у 2008 р. становили 930 млрд м³, а ресурси, за різними даними, – від 7,5 до 23,6 трлн м³. Більшість запасів зосереджена у 7 басейнах, з яких Марселус (Marcellus) і Хайнсвілл (Haynesville), мають запаси по 7 трлн м³ і є найбільшими не лише в США, але й у світі.

Сланцевий газ знаходиться у сланцевих (глинистих) породах, які є одночасно джерелом газу і їх вмістилищем. А тому, коли інтенсивна розвідка звичних типів нафти чи газу мала місце і використовувалась значна кількість керну свердловин, то можна скористатись великою кількістю матеріалів для визначення потенційних родовищ сланцевого газу. В порівнянні з традиційними джерелами газу, родовища сланцевого газу є більш поширеними.

Розвиток видобутку газу нетрадиційних родовищ стимулюється економічною політикою США. Зокрема, в 1980 р. Конгрес США запровадив так званий Nonconventional Fuels Tax Credit – політику фінансових заохочень для виробників палива, отриманого з неконвенційних джерел – газу зі сланців, метану вугільних родовищ і колекторів. Це було викликане загрозливим зменшенням видобутку і запасів газу традиційних родовищ в другій половині 70-х років, зростанням імпорту газу і мало на меті освоєння власних запасів неконвенційного газу, видобуток якого до цього був нерентабельним. В результаті з початку 90-х рр. в США відбувається постійне зростання видобутку газу, в першу чергу за рахунок нетрадиційних джерел, незважаючи на систематичне зменшення видобутку традиційного газу.

Таким чином, підґрунтям «газової революції» в США були податкові пільги, впровадження технології горизонтального буріння і гідроудару, лібералізація ринку газу та сервісних послуг в США, зростаючі ціни на газ.

Існує технологія видобутку метану вугільних пластів (Coalbed Methane). У США створено цілу галузь промисловості, де працює близько 200 фірм. Розроблено технологію вилучення з вугільних пластів до 80 % метану. Такий

ступінь вилучення досягається пневмо- і гідродинамічною дією спеціальних розчинів (пульпи) на пласти, що стимулює підвищену газовіддачу вугілля.

Світові запаси метану вугільних пластів перевищують запаси природного газу і оцінюються в 260 трлн м³. Найзначніші ресурси зосереджені в Китаї, Росії, США, Австралії, ПАР, Індії, Польщі, Німеччині, Великій Британії, Україні.

За останні 10 років видобуток вугільного метану із спеціальних свердловин у США збільшився до 60 млрд м³/р. Для його видобутку придатне далеко не все вугілля, а лише таке, що займає проміжне положення між бурим вугіллям і антрацитом. У вугільних родовищах метан сорбується вугіллям або затискається в найдрібніших тріщинах (подібно сланцю). Для вилучення такого метану необхідна спеціальна технологія: гідророзрив вугільного масиву з відкачуванням пластових вод. Метан збирається і подається на поверхню через спеціально пробурені свердловини глибиною від 150 до 1000 м. Середній час від обезводнення пласта до виходу на максимальний видобуток метану – один–два роки. У цілому на планеті запаси метану вугільних пластів складають 120 трлн м³. Такий газ часто містить менше домішок і на 92–95 % складається з чистого метану. США займають лідируюче положення в світі за видобутком вугільного метану, яке почалося ще на початку 1980-х рр. В 2005 р. його видобували 50 млрд м³/р., що відповідає 8 % від видобутку традиційного газу в США. Провідним добувним регіоном США є басейн Сан-Хуан (60 % вугільного метану в країні). Число свердловин для дегазації вугільних пластів в басейні перевищує 20 тис.

В Австралії видобуток метану вугільних пластів ведеться горизонтальними свердловинами, пробуреними по пласту на відстань до 1500 м; газ поступає на очисну фабрику, де відповідно до технічних вимог обезводнюється, фільтрується, стиснюється і далі по газопроводу високого тиску поступає в населені пункти.

В Китаї видобуток метану з вугільних пластів з 2005 по 2010 р. зріс майже в 100 разів (до 10 млрд м³).

Ресурси метану у вугільних пластах Росії складають за різними джерелами 100–120 млрд м³/рік. Газоносність виробок складає близько 30–40 м³ метану на тону вугілля, що видобувають. Більше 1 млрд м³/рік метану в Росії викидається.

Російський інститут «Промгаз» (сьогодні дочірнє підприємство «Газпрому») перший в світі провів гідророзрив вугільного пласта. Це відбулося в 1954 р. в рамках робіт з підземної газифікації вугілля в Донбасі. США, Австралії, Китай надали значні податкові пільги компаніям, що займаються вилученням газу з вугільних пластів. Ресурсна база метану вугільних пластів в Росії перевищує 49 трлн м³, що порівняне із запасами природного газу.

Газпром оголосив, що запустив перший проект для вилучення метану з вугілля в Сибіру. Запаси метану, що міститься у Кузнецькому вугільному басейні в, оцінюються в 13 000 млрд м³. Промисловий видобуток метану з вугільних пластів здійснюється також в Канаді і Колумбії.

Вважається, що до 2020 р. світовий видобуток метану з вугільних пластів досягне 100–150 млрд м³/рік, а в перспективі промисловий видобуток шахтного метану в світі може досягти 470–600 млрд м³/рік, що складе 15–20% світового видобутку природного газу.

Подібним до сланцевого газу є газ, що знаходиться у щільних колекторах пісковиків центральних частин басейнів седиментації (Fight Natural Gas). Площі та геологічні особливості формування його скупчень як і особливості пошуку, розвідки та розробки родовищ є ідентичними зтакими для сланцевого газу. Тому газ щільних колекторів та сланцевий газ часто поділяються лише формально.

Дещо інші, але цілком подібні характеристики має газ глибоких горизонтів (Deer Natural Gas), скупчення якого формуються у зонах ділатансії та мікротріщинуватості на глибинах більше 6–7 км.

Важливим і дуже перспективним напрямком є проблема видобутку з дна морських акваторій природних газогідратів (Natural Hydrates). Газові гідрати – тверді кристалічні сполуки типу $M \cdot nH_2O$, що утворюються за певних термобаричних умов із води (трьох фазових станів) і низькомолекулярних газів, розмір молекул яких знаходиться в межах 3,8...9,2 Å (метану, етану, пропану, вуглекислого газу та ін.). Газові гідрати належать до клатратних сполук або сполук включення, оскільки молекули газів («гості») вбудовуються в молекулярні порожнини льодоподібного каркаса («господаря»), утвореного молекулами води за допомогою водневих зв'язків. При цьому газові молекули пов'язані з каркасом ван-дер-ваальсовими силами взаємодії. У 1 м³ газогідрату за нормальних умов може утримуватися до 160 м³ метану. В акваторії Чорного моря ресурси CH_4 у гідратному стані оцінюються у $25 \cdot 10^{12} - 70 \cdot 10^{12}$ м³, а у економічній зоні України (з урахуванням окупованого Крима) – $7 \cdot 10^{12} - 20 \cdot 10^{12}$ м³ за річної потреби $70 \cdot 10^9$ м³.

Ще один вид альтернативного природного газу – скраплений природний газ (Liquefied Natural Gas). Він отримується при охолодженні природного газу (метану) до -162 °С. Зберігається газ при низьких температурах в особливих кріогенних судинах, які підтримують низьку температуру газу, при тиску 0.4 МПа. Це найбільш екологічно чистий і безпечний з видів палива, що масово використовуються.

Його перевагою є те, що відсутня проблема транспортування через треті країни, для його доставки до споживача не потрібні газопроводи великої протяжності, а використовуються спеціальні танкери. Потім ЗПГ скраплений газ на спеціальних терміналах регазифікується (переводиться з рідинного у газоподібний стан) і вже по трубопроводах малої протяжності поступає до споживачів.

Питання для самоперевірки

- 1. Наведіть стислу характеристику кожного з періодів розвитку нафтогазопишукових робіт.*
- 2. Розкажіть про роль вітчизняних вчених у розвитку пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ.*
- 3. У чому особливості проведення нафтогазопишукових і розвідувальних робіт на теперішній час?*
- 4. Яка роль нафти і газу в паливно-енергетичному комплексі світу та України?*
- 5. Які держави є основними нафто- і газодобувними країнами світу?*
- 6. Охарактеризуйте стан і перспективи нафтогазовидобутку в Україні.*
- 7. Газ щільних колекторів і перспективність його видобування в Україні.*
- 8. Характеристика скупчень газу сланцевого та центральнобасейнового типів.*
- 9. Якими є перспективи видобування метану вугільних пластів в Україні.*
- 10. Газогідрати і їх перспективи у енергозабезпеченні.*
- 11. Що таке скраплений природний газ, його особливості та значення для промисловості.*

Розділ 2. Основні нафтогазоносні провінції світу

Серед геологічних факторів, які обумовили розвиток у земній корі процесів нафтогазоутворення і нафтогазонакопичення, головну роль відігравали і відіграють тектонічні, палеогеографічні геохімічні, термодинамічні, гідрогеологічні та інші умови розвитку територій.

Серед них виділяють нафтогазоносні провінції та нафтогазоносні області.

Нафтогазоносна провінція – це значна за розмірами відокремлена територія, яка належить до великого тектонічного елемента (плити, синеклізи, антеклізи, авлакогену, крайового прогину тощо) або до їх групи, має спільні риси геологічної будови і розвитку, єдиний стратиграфічний діапазон нафтогазоносності, певні геохімічні, літолого-фаціальні та гідрогеологічні умови і можливості генерації й акумуляції вуглеводнів. Кожна нафтогазоносна провінція, як правило, відділяється від сусідньої великими тектонічними розломами або зоною різкої зміни віку осадових порід. Для аналогічних територій, в межах яких родовища нафти і газу ще не відкриті, але перспективи їх відкриття є значними, слід використовувати термін «перспективна нафтогазоносна провінція».

Нафтогазоносна область – частина нафтогазоносної провінції, що контролюється великими тектонічними елементами (крайовим прогином, склепінням мегавалу, западиною, зонами підняття або прогинів), які мають подібну геотектонічну будову, регіональне поширення основних нафтогазоносних комплексів і містять розвідані запаси нафти і газу. Для аналогічних територій, що не мають розвіданих запасів нафти і газу, але прогнозна оцінка засвідчує значні перспективи відкриття родовищ, варто застосовувати термін «перспективна нафтогазоносна область».

2.1. Нафтогазоносні провінції Європи

Північноєвропейська нафтогазоносна провінція

Охоплює території Нідерландів, ФРН, східну частину Великої Британії, західну частину Польщі та південну - Північного моря.

Провінція розташована в межах великої і глибокої платформної синеклізи, що розміщується в північній частині молоді платформи Західної Європи. На півдні вона обмежена палеозойськими масивами - Брабант, Рейнським, Гарц і Чеським, на півночі - Балтійським щитом, а на сході межує зі Східноєвропейською платформою.

Промислові поклади нафти і газу провінції приурочені до відкладів різного віку – від карбону до палеогену. Причому основні родовища газу зосереджені у відкладах пермі та тріасу. Продуктивні горизонти виявлено переважно в карбонатних породах нижнього карбону, пісковиках середнього карбону, піщаних горизонтах верхнього карбону, пісковиках нижньої пермі,

карбонатних породах нижньої пермі, пісковиках нижнього тріасу та середньої юри, вапняках верхньої крейди та пісковиках пліоцену і міоцену.

Серед інших виділяється величезне газове родовище Гронінген (Німеччина) відкрите у 1959 р. Воно приурочене до асиметричної брахіантиклінальної складки північно-західного простягання розмірами 40×24 км.

Західноєвропейська нафтогазоносна провінція

Розташована в межах території Франції, південних областей ФРН і Бельгії, а також південну частину Великої Британії. Тектонічно провінція охоплює численні структурні елементи молоді платформи Західної Європи. Зони регіональних підняття: виступи герцинського складчастого фундаменту - Чеський, Рейнський, Центральний Французький і Армориканський масиви.

Зони регіональних внутрішньоплатформних западин: Паризька, Аквітанська, Ронська, Гемпширська западини, а також Рейнський грабен, виповнені мезозойськими, місцями кайнозойськими відкладами, загальна товщина яких інколи перевищує 6 км.

У межах провінції виділяють такі нафтогазоносні області: Паризьку, Аквітанську, Ронську, Рейнську та Гемпширську.

Аквітанська нафтогазоносна область охоплює південно-західну частину Франції і є окраїнною западиною епігерцинської платформи, яка утворилася на її глибокозануреному схилі, що поступово на півдні переходить у Передпіренейський прогин.

Аквітанська западина виповнена потужним комплексом осадових порід, представлених відкладами пізньокам'яновугільно-пермського віку, лагунно-континентальними — тріасу (до 1400 м) і переважно морськими осадами мезозою і кайнозою.

Аквітанська западина поділена широтним тектонічним підняттям на дві менші западини: Адурську і Аркашонську. Адурська западина замкнута і занурюється вбік Біскайської затоки. Її ускладнюють брахіантиклінальні складки, а Адурську западину - більш складні антикліналі, які розбиті порушеннями. У Передпіренейській зоні трапляються віялоподібні та діапирові структури. Продуктивними передусім є доломіти і вапняки юрської системи, неокому і сеноману. В Аркашонській западині нафтоносними є також пісковики апту та альбу.

Британська нафтогазоносна провінція

Провінція розташована в західній частині Великої Британії і охоплює південно-західну частину Шотландії та північно-західну частину Англії. У складі провінції виділяють Західноанглійську і Південношотландську нафтогазоносні області.

Родовища нафти і газу провінції приурочені до Ланкаширської (Західноанглійська нафтогазоносна область) і Південношотландської западин

(Південношотландська нафтогазоносна область). Нафтогазоносними комплексами провінції є пісковики верхнього тріасу, а також верхнього та нижнього карбону. Тут виявлено незначні за запасами родовища Формбі (нафтове), Каусленд (газове) та ін.

Піренейська нафтогазоносна провінція

Знаходиться на території Іспанії в межах Піренейського півострова. В провінції виділяють Арагонську нафтогазоносну область, яка в свою чергу належить до однойменної міжгірської западини. Саме з нею і пов'язані основні родовища нафти і газу. Нафтогазоносними породами області є відклади тріасу, юри, крейди та еоцену.

Передальпійська нафтогазоносна провінція

Простирається на територіях ФРН (Баварія), Австрії, Швейцарії, Франції. Тектонічно вона належить до платформного схилу Передальпійського прогину, який між масивами Чеським і Шварцвальд з півдня облямований Альпами. Нафтогазоносність провінції виявлено у відкладах широкого вікового діапазону: пісковиках і вапняках тріасу, нижньої і середньої юри, верхньої крейди і палеогену. Найвідоміші родовища провінції - Апфінг (нафтове) та Ізен (газове).

Північнокарпатська нафтогазоносна провінція

Охоплює території Польщі, Чехії та Словаччини.

Тектонічно вона входить до складу Альпійсько-Карпатської системи гірських складчастих споруд. У провінції виділяють нафтогазоносні області, що приурочені до однойменних геоструктурних елементів: Північно-передкарпатську і Флішових Карпат. Північнопередкарпатський прогин на заході сполучається з Передальпійським, а на півночі і північному сході – з Передкарпатським прогином Східних Карпат. Основні нафтогазоносні поклади Північнокарпатської нафтогазоносною провінції пов'язані з відкладами юри, верхньої крейди, палеогену і міоцену.

Передкарпатсько-Балканська нафтогазоносна провінція

Провінція розташована на території Румунії і приурочена до міжгірського прогину, який на сході обмежений давньою Східноєвропейською платформою, а на заході і півдні - складчастими спорудами Східних і Південних Карпат та Балканами.

У провінції виділено чотири великі геоструктурні елементи: Бухуський передгірний прогин, який прилягає до Східних Карпат і знаходиться в північній її частині; Плоєштинсько-Фокшанський прогин - у периклінальній зоні Східних Карпат; Пітештинське поховане підняття, яке простягається на захід від Плоєштинсько-Фокшанського прогину та Карпатсько-Балканський міжгірський прогин. До її складу входять такі нафтогазоносні області:

Сіретсько-Бухуська, Плоєштинсько-Фокшанська, Пітештинська і Карпатсько-Балканська. Нафтогазоносність провінції приурочена до відкладів середньої юри, крейди, міоцену, олігоцену з якими пов'язані родовища Тецкань, Морень, Теїш, Балтень та ін.

Мізійська нафтогазоносна провінція

Розташована в межах Болгарії та Румунії і охоплює територію Мізійської плити епіпалеозойської платформи, що знаходиться південніше Передкарпатсько-Балканської провінції. На півночі вона межує з Передкарпатським прогином, а на півдні - з передовим хребтом складчастої споруди Стара-Планіна.

У східній і південній частинах Мізійської плити виділяються дві западини: Варненська і Нижньодунайська, що розділені похованим Північно-Болгарським підняттям. У межах Мізійської провінції відкриті родовища: Тюленово, Нижньокамчійське, Гіген та ін.

Альпійсько-Карпатська нафтогазоносна провінція

Знаходиться в межах Австрії, Чехії, Словаччини, Угорщини, Югославії, Словенії, Хорватії, Румунії. Тектонічно вона охоплює систему міжгірських западин, розміщених в середині кільця альпійських складчастих споруд - Альп, Карпат і Динарид. Утворення цих западин генетично пов'язане з процесами формування Альпійсько-Карпатської і Динарської систем складчастості. У ній розташовані міжгірські западини: Віденська, Паннонська, Трансільванська, з якими пов'язані однойменні нафтогазоносні області: Віденська, Паннонська і Трансільванська. У межах провінції виявлені родовища: Міхані (газове), Матцен-Бокфліс (нафтове), Цверндорф (газове), Кікінді та багато інших.

Динарська нафтогазоносна провінція

Розповсюджується на території Албанії, Чорногорії та Хорватії в межах північно-східного узбережжя Адріатичного моря і приурочена до западини флішової зони синклінорію Далматського узбережжя, яка простягається з північного заходу на південний схід паралельно складчастим спорудам мегантиклінорію Динарських Альп. У межах западини виділені дві нафтогазоносні області: південно-східна частина Приадріатичної западини (Албанія) і Адріатичного узбережжя Чорногорії та Хорватії.

Нафтогазоносна область південно-східної частини Приадріатичної западини приурочена до прибережних районів Албанії. Тут відкрито близько 10 родовищ нафти і газу, найбільше з них родовище нафти Марінзе. Поклади приурочені до структур типу структурних носів і монокліналей, порушених скидами. Продуктивні горизонти - лінзоподібні пласти пісковиків тортонського і сарматського віку.

На Адріатичному узбережжі поклади нафти і газу пов'язані з вапняками і доломітами верхнього тріасу, верхньої крейди, еоцену і неогену.

Апеннінська нафтогазоносна провінція

Простягається на територіях Італії, Апеннінського півострова, о-ва Сицилія та у шельфових зонах Адріатичного, Іонічного і Тірренського морів. В її межах виділяють великі геотектонічні елементи: південну окраїну складчастих Альп; систему гірських споруд Апеннін, які охоплюють територію Апеннінського півострова і більшу частину острова Сицилія; Падансько-Браданський прогин, який простягається вздовж північно-східного схилу Апеннін; Апулійську плиту; Сицилійську западину, що є південно-західною частиною однойменного острова; западини, що простягаються вздовж південно-західного Тірренського узбережжя Апеннінського півострова, - Тоскана, Кампанія та ін. У провінції поширені кайнозойські та сучасні вулканічні лавові й туфові утворення.

Тут виділено кілька нафтогазоносних областей: Паданську, Приадріатичну, Сицилійську, Притірренську.

Нафтогазоносні горизонти *Паданської нафтогазоносної області* знаходяться у пісковиках олігоцену, міоцену і пліоцену. Нафтогазоносними є нижньопліоценові пісковики. Родовища нафти і газу приурочені до брахіантиклінальних структур, ускладнених порушеннями. Більшість газових покладів характеризуються наявністю аномально високих пластових тисків (АВПТ). В області відкрите найбільше нафтогазове родовище Малосса.

Нафтогазоносні поклади *Приадріатичної нафтогазоносної області* виявлено у карбонатних відкладах тріасу і верхньої крейди та в піщаних колекторах неогену і антропогену - родовища Алано (нафтове) і Купело-Сан-Сальво (газове) та інші.

Нафтогазоносні поклади *Сицилійської нафтогазоносної області* приурочені до карбонатних відкладів тріасу і крейди, а місцями і до піщаних горизонтів міоцен-пліоцену. Нафтове родовище Рагуза пов'язане з асиметричною структурою. Колекторами є доломіти світи тоарміна (тріас).

Притірренська нафтогазоносна область охоплює південно-західне узбережжя Апеннінського півострова і шельфову зону Тірренського моря, де одержано незначні припливи газу і нафти з міоценових відкладів, однак значних нафтогазових родовищ поки що не виявлено.

Прибалтійська нафтогазоносна провінція

Охоплює території Калінінградської області Російської федерації, Литви, Латвії та шельфові зони Балтійського моря. Вона приурочена до Балтійської синеклізи, що знаходиться на північно-західній окраїні Східноєвропейської платформи між Балтійським щитом – на півночі та Білоруським кристалічним масивом – на півдні. На заході Балтійська синекліза

обмежена крайовим швом Східноєвропейської платформи - лінією Тейссейр-Торнквіста, по якій вона межує з молодого платформою Західної Європи.

Архейськоранньопротерозойський фундамент синеклізи має блокову будову через тектонічні уступи, які утворені глибинними розломами. До них в осадовому покриві приурочені прирозломні складки, з якими пов'язані нафтові родовища провінції. Осадовий покрив складений переважно відкладами венду, кембрію, ордовіку і силуру.

Поклади нафти і газу, в основному, приурочені до середньокембрійських теригенних порід. Породи-колектори - кварцові пісковики, породи-покришки - глини. Родовища Прибалтійської нафтогазоносною провінції у якій відкрито близько 30 невеликих родовищ нафти – переважно однопокладні.

Дніпровсько-Прип'ятська нафтогазоносна провінція

Адміністративно знаходиться на території Гомельської, Могилевської і Мінської областей Білорусі, Чернігівської, Полтавської, Харківської, Сумської, Дніпропетровської, Донецької і Луганської областей України, а також займає частину Ростовської області Російської Федерації. Загальна площа провінції 100 тис. км². Тектонічно вона входить до Прип'ятсько-Дніпровсько-Донецького авлакогену Східноєвропейської платформи.

У складі провінції виділяють Прип'ятську і Дніпровсько-Донецьку нафтогазоносні області.

Прип'ятська нафтогазоносна область знаходиться на території Білорусі у межах Поліської низовини. Тектонічно вона приурочена до однойменного прогину, який є північно-західним закінченням Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ). Прип'ятський прогин простягається з північного заходу на південний схід на 250 км, досягаючи ширини 140 км, і займає площу 35 тис. км². Північну і південну межі прогину проводять по глибинних розломах, амплітуда яких збільшується із заходу на схід, досягаючи 4200 м. Південний крайовий розлом відділяє прогин від Українського щита, північний розлом - від Білоруського і Воронезького кристалічних масивів. На заході прогин обмежений Поліською сідловиною, на сході - Брагинським виступом фундаменту.

Прип'ятський прогин вивиснений товщею до 4500-5000 м осадових порід, в яких близько 70 % товщини покриву займають відклади девону. Ці зони ускладнені значними порушеннями типу скидів з амплітудою до 2000 м. В їх межах встановлено локальні структури, до яких саме і належать окремі родовища.

Промислова нафтоносність пов'язана з двома регіональними нафтоносними комплексами: міжсольовим і підсольовим, які розділені лівенськими соленосними відкладами товщиною до кількох сотень метрів. У підсольовому комплексі виділяють нижню теригенну (з нафтоносним пашийським горизонтом) і верхню карбонатну частини. До останньої приурочені основні промислові поклади нафти (саргаєвський, семилуцький і

воронезький горизонти). Поклади нафти пластові і масивні, стратиграфічно або тектонічно екрановані. Всього відкрито понад 30 родовищ, найбільшими з яких є Речицьке, Осташковицьке, Вишанське, Золотухінське та ін.

Дніпровсько-Донецьку нафтогазоносна область описано у розділі 3 (3.2).

Волго-Уральська нафтогазоносна провінція

Охоплює величезну територію між Волгою й Уралом. До її складу входять Татарська, Верхньокамська, Пермсько-Башкирська, Мелекеська, Південнопредуральська, Середньоволзька, Нижньоволзька нафтогазоносні й Уфимсько-Оренбурзька газонафтоносна області. Структура поверхні фундаменту блокова. Найбільш глибокі поховані западини заповнені переважно теригенними відкладами бавлинської світи, що має вік від пізнього протерозою (рифейу) до раннього девону включно. Вище залягають середньо- і верхньодевонські, кам'яновугільні, пермські і мезозойсько-кайнозойські породи.

Важливою особливістю будови Волго-Уральської провінції є широкий розвиток лінійних успадкованих дислокацій, що відповідають розломам фундаменту. Із зонами лінійних дислокацій пов'язаний розвиток дуже пологих, відносно вузьких, сильно витягнутих валів асиметричної будови - структурних уступів (флексур). Вали ускладнені локальними позитивними структурами - куполами, антикліналями, брахіантикліналями.

Основні промислові поклади нафти і газу приурочені до девонських, кам'яновугільних і пермських відкладів. Основні продуктивні товщі - девонські і нижньокам'яновугільні теригенні відклади. Промислові скупчення нафти і газу виявлені також у карбонатних породах девону, карбону та нижньої пермі. У теригенних відкладах девону встановлено шість промислових нафтогазоносних горизонтів, представлених пісковиками й алевролітами. Вони є головними об'єктами розробки в Татарстані, Башкортостані і в Оренбурзькій області. До теригенного продуктивного комплексу нижньокам'яновугільних відкладів належать піщано-глинисті утворення нижньої частини візейського ярусу (малиновський і яснополянський надгоризонти).

Тімано-Печорська нафтогазоносна провінція

Включає території Республіки Комі і Архангельської області Російської Федерації. В її межах виділяють Іжма-Печорську, Печоро-Колвінську і Хорейвер-Мореюську нафтогазоносні області. Провінція обмежена Тіманським кряжем на південному заході і гірськими спорудами Уралу на сході. Вік її фундаменту – рифейський. Вище залягають силурійські, девонські, кам'яновугільні й пермські відклади. У межах провінції виділяється ряд великих тектонічних елементів переважно північно-східного простягання.

Поклади нафти і газу встановлені в широкому стратиграфічному інтервалі палеозойських відкладів – силурійських, девонських, кам'яновугільних і пермських. Основна промислова нафтогазоносність пов'язана з теригенними відкладами середнього і верхнього девону. До цих відкладів приурочені поклади нафти (Усинське, Західнотебуцьке, Пашнінське та ін.), газу (Вуктильське, Кур'їнське та ін.). Самою верхньою продуктивною товщею є теригенні відклади верхньої пермі. Родовища нафти і газу пов'язані з куполоподібними брахіантиклінальними складками, що ускладнені розривними порушеннями. Поклади нафти і газу – пластові, склепінні. Майже усі родовища багатопластові.

Передуральська нафтогазоносна провінція

Охоплює території республік Комі та Башкортостану, Пермської, Єкатеринбурзької, Оренбурзької областей Російської Федерації і Актюбинської області Казахстану. Приурочена вона до Передуральського прогину де виділяється сім западин, розділених між собою поперечними підняттями, що утворилися внаслідок виходу на поверхню доорогенних комплексів: Бельська, Юрюзано-Силвенська, Солікамська, Верхньопечорська, Большесиньїнська, Косью-Рогівська і Коротаїхінська.

Передуральський передовий прогин виповнений товщею осадових порід (8-12 км), складених переважно карбонатними відкладами силуру, девону і пермі. Характерною рисою провінції є наявність соленосної товщі кунгурського ярусу (нижня перм), потужність якої збільшується у південному напрямку від 200 до 1500 м.

У межах провінції виділяють такі нафтогазоносні області: Південно-передуральську (Бельська западина), Середньопередуральську (Юрюзано-Силвенська і Солікамська западини) і Північнопередуральську (Верхньопечорська, Большесиньїнська, Косью-Рогівська і Коротаїхінська западини). Поклади вуглеводнів, що пов'язані з рифовими масивами є масивними, а структурного типу – склепінними або тектонічно екранованими.

Прикаспійська нафтогазоносна провінція

Розташована на території Астраханської, Саратовської, Волгоградської й Оренбурзької областей та Республіки Калмикії Російської Федерації, а також - західної частини Казахстану і приурочена до Прикаспійської синеклізи і Бузачинського підняття. Синекліза розміщується в південно-східній глибоко зануреній частині Східноєвропейської платформи. Із заходу і півночі вона відділяється від платформи глибинними розломами. На сході синекліза межує із складчастими спорудами Уралу і Мугоджару по Сакмаро-Коклетінському розлому, на південному заході відділена від кряжа Карпінського Донецько-Астраханським крайовим швом. Бузачинське підняття приурочене до зони зчленування Східноєвропейської платформи і Туранської плити.

У будові фундаменту Прикаспійської западини бере участь система грабеноподібних структур, яка складена докембрійськими відкладами.

У провінції виділяють п'ять нафтогазоносних областей: Західноприкаспійську (або Астраханську), Східноприкаспійську (або Кенкіяцьку), Ембінську, Північноприкаспійську і Південноембінську.

Нафтогазоносність провінції пов'язана з девонськими, середньокам'яноугільними, нижньопермськими теригенними та карбонатними відкладами, тріасовими, середньо-верхньоюрськими, нижньокрейдовими теригенними відкладами. У ній визначають чотири типи родовищ, що пов'язані з соляними куполами, антиклінальними структурами, рифогенними відкладами, підсольовими антиклінальними структурами.

Передкавказька нафтогазоносна провінція

Знаходиться на території Краснодарського і Ставропольського країв, Ростовської і Астраханської областей, Дагестану, Калмикії, Кабардино-Балкарії, Північної Осетії, Інгушетії й Чечні Російської Федерації і частково Азербайджану. Провінція простягається від Каспійського до Чорного моря на відстані понад 1200 км.

У межах провінції виділяють Кубанську, Терсько-Кумську й Терсько-Каспійську нафтогазоносні області, а також Ставропольську газоносну область.

Родовища нафти і газу платформної частини провінції приурочені до пологих непорушених брахіантиклінальних складок відносно простої будови. Поклади нафти пластові склепінні.

Ставропольська газоносна область розміщується у Центральному Передкавказзі в межах західної частини Ставропольського краю і приурочена до епігерцинської платформи. Родовища газу приурочені до Північноставропольського валуа і пов'язані з брахіантиклінальними складками. Невеликі за запасами Північноставропольське, Пелагіадінське, Мирненське, Тахта-Кугультинське і Розшеватське родовища приурочені до великих піднять і майже усі містять у розрізі по декілька газових покладів.

Терсько-Кумська і Терсько-Каспійська нафтогазоносні області знаходяться на території Ставропольського краю, Чечні, Дагестану і Калмикії (Росія). У будові осадового покриву нафтогазоносних областей беруть участь відклади юри, крейди, палеогену і неогену, що залягають на палеозойському складчастому фундаменті, а місцями - на слабкометаморфізованих породах тріасу. До основних тектонічних елементів належать передові складки Терсько-Сунженської зони, Передгірний Дагестан і Терсько-Кумська платформна западина. Терсько-Сунженська зона відповідає смугі передової складчастості Великого Кавказу. Тут виділяються дві складнобудовані великі структури - Терський і Сунженський антиклінорії, виражені в рельєфі однойменними хребтами. Ці антиклінорії ускладнені підняттями, з якими пов'язані майже усі відомі родовища нафти Чечні.

Родовища нафти і газу Передгірного Кавказу вирізняються складною будовою. Більшість із них - багатопластові, із двома поверхами нафтогазоносності: мезозойським і неоген-палеогеновим. Поклади нафти переважно пластові склепінні й тектонічно екрановані.

2.2. Нафтогазоносні провінції Азії

Західносибірська нафтогазоносна провінція

Займає територію Західносибірської низовини. Перше газове родовище в Західному Сибіру - Березівське - відкрите в 1953 р.

У межах провінції виділяють Середньообську і Надим-Пурську нафтогазоносні області.

Середньообська нафтогазоносна область знаходиться в центральній частині Західносибірської низовини. У підшві осадового покриву залягає тюменська світа (нижня-середня юра), виражена перешаруванням пісковиків, алевролітів і глин. Верхня юра представлена васюганською і георгіївською світами, які складені чергуванням пісковиків і аргілітів. Мегіонська і вартівська світи (валанжин і готерив-барем) складені витриманими шарами пісковиків, розділених аргілітами. Мегіонська світа більш глиниста, ніж вартівська. У розрізі вартівської світи переважають добре витримані шари і пачки пісковиків потужністю від кількох до 40—45 м.

Область відповідає центральним, найбільш зануреним, ділянкам Західносибірської платформи. У її межах виділяють два великі склепіння - Сургутське і Нижньовартівське, що розділені неглибоким і вузьким Ярсомовським прогином. Сургутське склепіння являє собою подовжену структуру, орієнтовану майже в меридіональному напрямку. Нафтогазоносність встановлено в тюменській, васюганській, мегіонській і вартівській світах. Основні запаси нафти пов'язані з відкладами вартівської і мегіонської світ. Родовища нафти і газу пов'язані з пологими платформними підняттями, часто ускладненими дрібнішими брахіантиклінальними складками. Більшість покладів нафти і газу пластового склепінного типу. Розвинуті літологічно екрановані поклади нафти, що обумовлені фаціальною мінливістю колекторів нижньокрейдових відкладів.

Східносибірська, або Лено-Тунгуська, нафтогазоносна провінція

Розміщується на території центральних і північних районів Красноярського краю, західної і північної частин Іркутської області та західної частини Республіки Саха (Якутія) Російської Федерації. Тектонічно вона приурочена до Східносибірської давньої платформи, яка обмежена з півдня, південного заходу і південного сходу архейськими спорудами Саян і Байкальською складчастою системою, а з півночі і сходу - Єнісей-Хатанзьким, Лено-Анабарським і Передверхоянським прогинами.

Фундамент Східносибірської платформи – архейсько-ранньо-протерозойського віку. Він представлений магматичними та метаморфічними породами, що розбиті на системи різновікових блоків.

Осадочий покрив поділяють на три структурні яруси: нижній, середній і верхній. Нижній ярус складений породами рифею, венду та палеозою, середній - верхнього палеозою і нижнього тріасу, верхній - верхнього тріасу, юри і крейди.

Найбільшими тектонічними елементами Східносибірської платформи є Анабарська і Алданська антеклізи, Єнісейський горст і Ангари-Ленська синекліза, що складені породами нижнього структурного поверху; Тунгуська синекліза, що виповнена породами середнього структурного поверху і Лено-Вілюйська синекліза, яка представлена породами палеозою й утвореннями верхнього структурного ярусу.

У межах Східносибірської платформи виділяють нафтогазоносні області: Ангари-Ленську, Непсько-Ботуобінську, Байкитську, Тунгуську, Присяно-Єнісейську, Анабарську і Алданську.

Нафтогазоносність провінції пов'язана з карбонатно-теригенними відкладами рифею, венду і кембрію переважно зі складнопобудованими і неантиклінальними пастками. Поклади здебільшого літологічного типу.

Лено-Вілюйська нафтогазоносна провінція

Знаходиться в західній частині Республіки Саха (Якутія) і приурочена до однойменної синеклізи, що розташована в найбільш зануреній східній частині Сибірської платформи. Лено-Вілюйська синекліза характеризується високою складністю глибинної будови та її подрібненістю, що пов'язане з формуванням Анабарської та Алданської синекліз і Передверхоянського передгірського прогину.

У межах провінції виділяють Вілюйську газоносну і Передверхоянську перспективну нафтогазоносну області.

Нафтогазоносність провінції пов'язана з верхньопермськими, нижньотріасовими і верхньотріасовими-нижньоярськими піщаними горизонтами. Родовища багатопокладні, приурочені до брахіантиклінальних складок. Поклади пластові склепінні, частково – літологічно екрановані.

Єнісейсько-Хатанзька нафтогазоносна провінція

Простягається у північних районах Красноярського краю і Республіки Саха (Якутія). Тектонічно вона приурочена до Єнісейсько-Хатанзького прогину – на заході і Лено-Анабарського мегапрогину – на сході. На півночі вона межує з Таймирським мегантиклінорієм, а на півдні - з Тунгуською синеклізою і Анабарською антеклізою. Фундамент залягає на глибині від 5-7 до 12-14 км. У осадочих породах виділяють три структурні поверхи: протерозойсько-кембрійський карбонатний, палеозойський карбонатно-соленосно-теригенний і мезозойський теригенний. Характерною рисою розрізу прогинів є наявність нижньодевонської соленосної товщі.

Нафтогазоносність провінції пов'язана з теригенними відкладами мезозойського віку, в яких виділені три газонасні комплекси: верхньокрейдовий, нижньокрейдовий і верхньоюрський.

Охотська нафтогазоносна провінція

Охоплює Камчатську і Сахалінську області, Хабаровський край Російської Федерації та шельфову зону Охотського моря. Тектонічно вона розміщується в межах Японсько-Охотської геосинклінальної зони і північної частини Тихоокеанського поясу кайнозойської складчастості. На півночі і заході провінція межує із Східноазійським вулканогенним поясом, на сході - з кайнозойськими складчастими системами Камчатки, а на півдні - з Курильською геосинклінальною котловиною.

У складі провінції виділяють Сахалінську та Охотсько-Камчатську перспективні нафтогазоносні області.

Встановлена промислова нафтогазоносність пов'язана з неогеновими відкладами острова Сахалін, у геологічній будові якого бере участь потужний комплекс порід від палеозою до кайнозою.

Японська нафтогазоносна провінція

Включає території островів Хоккайдо, Хонсю і Кюсю і тектонічно приурочена до Японської дуги, яка в центральній частині вміщує антиклінорій, складений палеозойськими та мезозойськими вулканогенними породами. Осадочий покрив представлений також міоценовими і пліоценовими аргілітами та алевролітами, що чергуються з піщаними пачками із включеннями ефузивних порід.

Основні нафтогазоносні області - Акіта, Ніїгата і Канто.

Нафтогазоносність провінції переважно пов'язана з середньо- і верхньоміоцено-вими відкладами. Колектори здебільшого порового і поровотріщинуватого типів, представлені пісковиками, рідше – тріщинуватими аргілітами та туфами.

Нафтогазоносні провінції Південно-Західної Азії

Південно-Західна Азія охоплює Аравійський півострів, Іран, Афганістан, Туреччину, Азербайджан, Грузію, Казахстан, Туркменістан, Узбекистан і Киргизстан. У макробудові регіону виділяють такі тектонічні елементи: Аравійську плиту, Месопотамський передовий прогин, Тавро-Загроську зону альпійської складчастості, Закавказький міжгірський прогин, Туранську плиту, міжгірські западини альпійських гірських споруд Тянь-Шаню, Паміру, Гіндукушу та численні невеликі тектонічні елементи.

Основним нафтогазодобувним регіоном Південно-Західної Азії є Близький і Середній Схід, до якого приурочені нафтогазоносні провінції: Аравійська, Месопотамська та Центральноіранська.

Нафту в долинах Тигру та Євфрату, там, де зародилася цивілізація, використовували близько чотирьох тисячоліть до нашої ери. Давні народи застосовували нафту для світильників і в будівництві. Цей регіон вирізняється винятковою концентрацією нафти на окремих родовищах.

Основні тектонічні елементи регіону: Аравійська плита, Передзагроський (Месопотамський) передовий прогин і зона альпійської складчастості. Тут розвинуті два стратиграфічні комплекси: карбонатний - крейдо-нижньоміоценовий і соленосно-уламковий - міоцен-пліоценовий. Основна нафтоносна товща - рифогенний вапняк світи аемарі (олігоцен - ранній міоцен), перекритий соленосною товщею фарс (міоцен - пліоцен). У межах цієї частини Месопотамського прогину відкрито понад 30 родовищ нафти і газу, серед яких 12 гігантів: Кірчук (2,2 млрд. т) в Іраку; Марун (1,5 млрд. т), Ага-Джарі (1,3 млрд. т), Гечсаран (1,2 млрд. т) та інші в Ірані. Усі родовища пов'язані з антиклінальними складками.

Родовища зовнішнього платформного схилу пов'язані з пологими антиклінальними складками з кутами падіння у декілька градусів і субмеридіональним простяганням (Румейла, Зубайр, Бурган та ін.). У межах зовнішнього схилу прогину відомі родовища-гіганти: Бурган-Ахмаді-Магва (3,5 млрд. т) у Кувейті; Гхавар (понад 10 млрд. т) у Саудівській Аравії; Румейла (3 млрд. т) в Іраку та ін.

Аравійська нафтогазоносна провінція

Провінція охоплює території Саудівської Аравії, Катару, Бахрейну, Кувейту, Південно-Західного Іраку, Абу-Дабі, Дубаю і Оману.

Тектонічно вона приурочена до Аравійської плити, що характеризується значною розчленованістю кристалічного фундаменту і різко вираженою блоковою тектонікою, яка у платформному покриві відображена значними валоподібними підняттями переважно субмеридіонального простягання. З півночі на південь виділяються значні структурні елементи: Басра-Кувейтська западина, склепінне підняття Хаза і западина Руб-ель-Халі. Ці структурні елементи охоплюють також шельфову зону Персидської затоки. Вони відрізняються фаціями та товщинами відкладів верхнього мезозою та кайнозою і є сегментами плити, що розділені поперечними розломами. Осадовий покрив складений відкладами палеозою, товщина яких сягає 7 км, і мезозою - кайнозою товщиною до 5,5 км.

Басра-Кувейтська нафтогазоносна область приурочена до однойменної западини. Загальна товщина осадового покриву досягає 8-9 км. У структурі області виділяється велике витягнуте підняття довжиною близько 250 км - Кувейтська дуга. З нею пов'язані всі наземні родовища Кувейту і Південно-Західного Іраку. Нафтові родовища приурочені до брахіантикліналей і куполів. Основними нафтоносними породами є нижньо- і верхньокрейдові пісковики барему (світа зубайр), альбу (світа бурган), сеноману (світа вара). Тут відкрито родовища-супергіганти: Бурган-Магва-Ахмаді й Раудатайн.

Крім провінцій Близького і Середнього сходу, у Південно-Західній Азії виділяють Середземноморську, Закавказьку, Південнокаспійську, Туранську, Тянь-Шань-Памірську провінції.

Середземноморська нафтогазоносна провінція розміщується в межах країни Ізраїль і приурочена до Ізраїльської западини.

Закавказька нафтогазоносна провінція знаходиться на території Азербайджану та Грузії у межах Апшеронського півострова, Нижньокуринської западини, Талиш-Вандамського підняття, Бакинського архіпелагу, Шемахіно-Кобистанського синклінорію, Ріонської западини, Верхньокуринської западини.

Південнокаспійська нафтогазоносна провінція охоплює території Туркменістану та Ірану і приурочена до Західнотуркменської западини й південного узбережжя Каспійського моря.

Туринська нафтогазоносна провінція знаходиться в межах Казахстану, Узбекистану, Туркменістану, Афганістану і приурочена до Північно-Устюртської синеклізи Південномангیشлацького та Каракумського склепінь, Амудар'їнської западини, Мургабської западини та Бахардоцької монокліналі.

Тянь-Шань-Памірська нафтогазоносна провінція адміністративно охоплює території Узбекистану, Таджикистану, Киргизстану та Афганістану і приурочена до Ферганської й Афгано-Таджицької западин.

Закавказька нафтогазоносна провінція

Тектонічно провінція приурочена до однойменного міжгірського прогину, в складі якого виділяють Куринську і Ріонську міжгірські западини. Нафтогазоносні області провінції: Апшеронська, Бакинського архіпелагу, Шемахіно-Кобистанська, Нижньокуринська, Талиш-Вандамська (Кюрдамирська), Кіровобадська. Основний нафтогазоносний комплекс - продуктивна товща середнього пліоцену складена піщано-глинистими породами. Її поділяють на три відділи: а) нижній відділ (калінська, підкірмакінська, кірмакінська, надкірмакінська піщана, надкірмакінська глиниста свити); б) середній (світа перерви); в) верхній (балаханська, сабунчинська і сураханська світи). Найбільшу кількість покладів нафти і газу встановлено в розрізі підкірмакінської і кірмакінської світ.

Південнокаспійська нафтогазоносна провінція

Тектонічно провінція є закритою великою міжгірською западиною, обмеженою з усіх боків складчастими спорудами: Кубадагу і Великого Балхану – з північного сходу; Малого Балхану і Копетдагу – зі сходу; Аладаг-Ельбурською, Талиською і Малокавказькою складчастими спорудами – з північного заходу і заходу.

У межах провінції виділяють нафтогазоносні області Західнотуркменську та південного узбережжя Каспійського моря. Нафтогазоносність виявлено в апшеронських й акчагильських відкладах, які є продуктивними у східній частині Прибалханської зони підняття.

Туранська нафтогазоносна провінція

Тектонічно провінція приурочена до Туранської плити Євразійської платформи з палеозойським складчастим фундаментом, рельєф якого має

ерозійно-тектонічне походження. Місцями породи фундаменту виходять на денну поверхню, хоча глибина його залягання зазвичай коливається від 2,5-3,5 до 10-12 км. Осадовий покрив представлений теригенними відкладами юри, крейди, палеогену і неогену.

У межах провінції виділено нафтогазоносні області: Південномангш-лацьку, Амудар'їнську, Мургабську, Каракумську і Північноустюртську. В Амудар'їнській нафтогазоносній області родовища газу виявлені переважно у Західному Узбекистані та Східному Туркменістані.

Нафтогазоносні провінції Центральної Азії

Вони охоплюють території Китаю, Монголії та шельфові зони Жовтого, Східнокитайського і Південнокитайського морів. Тектонічно східну частину Китаю займає докембрійська Китайська платформа. У північній частині вона зі сходу обмежена структурами байкальської складчастості і епіплатформною орогенною зоною Центральної Азії. На півдні і південному заході платформа межує з ранньо-мезозойськими гірськими спорудами Північного Тибету і Північного Індокитаю. Фундамент платформи тектонічно розчленований, наслідком чого є утворення лінійних складчастих і брило-складчастих прирозломних зон.

Нафтогазоносність провінцій Центральної Азії пов'язана з відкладами мезозою і кайнозою. Продуктивні горизонти поширені локально. На території Китаю виділяють чотири нафтогазоносні провінції: Західнокитайську, Центральнокитайську, Східно-китайську, Південно-Східнокитайську, а на території Монголії одну – Гобійську.

Східнокитайська нафтогазоносна провінція

У межах провінції виділяють Сунляоську, Нижньохуанхейську, Дунтинхську і Цзяньсуйську нафтогазоносні області. Сунляоська нафтогазоносна область приурочена до однойменної міжгірської западини розміром 250×70 км у північно-східній частині Китаю. Западина, будова якої ускладнена грабенами і валами, межує з палеозойськими гірськими спорудами Великого і Малого Хінгану на північному заході та Внутрішньомонгольським антиклінорієм на півдні.

Фундамент синеклізи складений метаморфічними палеозойськими породами і залягає на глибині до 7 км. Осадовий покрив представлений мезозойсько-кайнозойськими континентальними відкладами.

Нафтогазоносні провінції Південно-Східної Азії

Регіон охоплює Пакистан, Індію, Непал, Бутан, Бангладеш, М'янму, Таїланд, Камбоджу, Лаос, В'єтнам, Індонезію, Малайзію, Бруней і Філіппіни.

Тектонічно тут розміщуються Індійська платформа, гірські споруди альпійської епохи складчастості та їх передові прогини.

Докембрійський фундамент Індійської платформи виходить на поверхню у південній і північно-східній частинах регіону. Породи представлені гранітами, гнейсами, базальтами та іншими інтрузивними й ефузивними породами. У північному, західному і східному напрямках платформа занурюється, утворюючи крайові западини, на які накладені передові прогини, заповнені неогеновими відкладами. На півночі та північному заході Індійська платформа межує з гірськими спорудами альпійської системи складчастості Гіндукушу і Гімалаїв.

Індо-Ганзька нафтогазоносна провінція виділена в межах країн: Індії, Бангладешу, Пакистану і М'янми. Поклади нафти і газу тут приурочені переважно до теригенно-карбонатних порід палеогену і неогену. В межах Індо-Ганзької провінції встановлені нафтогазоносні області: Індська, Кохат-Потварська, Бенгальська і Ассамська. Основні родовища - Суї, Дуліан, Сілхет та ін.

Індійська нафтогазоносна провінція охоплює територію Індії. Поклади нафти і газу приурочені до палеоген-неогенових пісковиків та алевролітів. Тут виділена одна нафтогазоносна область - Камбейська. Найбільше родовище – Бомбей-Хай.

Аракан-Йомська нафтогазоносна провінція займає територію М'янми. Поклади нафти і газу приурочені до пісковиків, рідше до карбонатних порід палеоген-неогенового віку. В провінції виділена одна нафтогазоносна область - Іравадійська. Типове родовище провінції - Манн.

Індокитайська нафтогазоносна провінція адміністративно розміщується на територіях Таїланду, Камбоджі і В'єтнаму. Поклади нафти і газу приурочені до піщаних рифових відкладів палеоген-неогенового віку. В межах провінції виділяють Сіамську, Ханойську, Південно-Східно-В'єтнамську і Фанзьку нафтогазоносні області. Типові родовища провінції - Єраван, Білий Тигр, Мес-Фанг та ін.

Індонезійська нафтогазоносна провінція знаходиться на територіях Індонезії, Брунею, Малайзії та Філіппін. Тектонічно вона приурочена до кайнозойських внутрішніх западин, що розміщуються переважно на островах Суматра, Ява, Мадуро і Калімантан Зондського архіпелагу, а також до західних частин островів Нової Гвінеї і Філіппінських. Більшість западин затоплена морем, а хребти утворюють острови Калімантан, Північно-Західний Целебес, Лінга, Банка і Білітон, що складені гранітами і гнейсами архею.

В межах провінції виділяють Суматринську, Яванську, Калімантанську, Новогвінейську і Філіппінську нафтогазоносні області.

2.3. Нафтогазоносні провінції Африки

Більша частина Африки розташована на докембрійській Африканській платформі. На півночі континенту до платформи прилягають герцинська і альпійська складчасті зони Атласу, а на півдні - зони Капської системи пізньогерцинських складчастих споруд. Характерна риса будови Африканської платформи - виходи на поверхню докембрійського фундаменту (щитів), що значно переважають за площею поширення осадовий покрив. Фундамент платформи розділений розлогами внутрішньоплатформними та окраїнними западинами, які заповнені утвореннями від рифею до четвертинних. Разом з плікативними дислокаціями широко розвинуті скиди і розломи – переважно меридіональні і широтні, розвиток яких продовжується під сучасну пору і супроводжується інтенсивними проявами вулканізму. Зі скидами і розломами пов'язане формування тектонічних структур різного порядку, зокрема величезних западин та басейнів типу синекліз і східчастих грабенів.

У межах Африканської платформи можна виділити такі основні геоструктурні елементи: північний, західний та східний схили, внутрішню частину і Східноафриканську зону розломів.

Північний схил (Сахарська плита) розміщується між Атласом та Середземним морем на півночі та смугою кристалічних масивів і щитів на півдні (Регібатський, Туарезький, Теббу, Арабо-Нубійський). На заході північного схилу виділяється широка Сахарська синекліза, яка обмежена на півночі Великим Атласом і виповнена переважно палеозойськими відкладами. Східніше знаходяться нафтогазоносні кайнозойська накладена западина Сірта, що відкривається у Середземне море, а також западини Північно-Єгипетська і Дельти Нілу.

Зона Великих Східноафриканських розломів простежується у східній частині Африки. На північному сході вона включає грабени Аденської затоки та Червоного моря і продовжується на території Азії в межах Мертвого моря та долини р. Йордан.

Відповідно до геотектонічних особливостей будови Африканського континенту на його території виділено Сахарську, Західноафриканську, Східноафриканську і Атлаську нафтогазоносні провінції.

Сахарська нафтогазоносна провінція

Знаходиться на півночі Африки і включає території Лівії та Алжиру. Тектонічно вона приурочена до Сахарської плити Африканської платформи, витягнутої у широтному напрямку на 4000 км, ширина якої складає від 500 до 700 км. З півночі провінція обмежена гірськими спорудами Великого Атласу, межа з якими проходить по Головному Південно-Атлаському глибинному розлому. Останній в осадовій товщі відображений флексурою. На південному

заході провінція межує з герцинською внутрішньо-платформною складчастою зоною Угарта, на півдні - з докембрійським Туарезьким масивом.

Фундамент Сахарської плити складений метаморфічними і кристалічними породами. Він сильно розчленований тектонічними та ерозійними процесами. Платформний покрив залягає на фундаменті з різким неузгодженням. Він складений морськими, переважно уламковими породами палеозою товщиною до 4 тис. м і морськими, лагунними та континентальними теригенно-карбонатними відкладами мезозою товщиною до 5,5 тис. м.

2.4. Нафтогазоносні провінції Америки

Як відомо, ця частина світу розміщується на двох континентах, які відрізняються між собою будовою.

У Північній Америці нафту і газ видобувають на територіях Сполучених Штатів Америки, Канади та Мексики. Тектонічно цей континент є гетерогенним. Ядро його утворює докембрійський Канадський щит, який займає весь північний схід Канади і представлений відкладами докембрію. На південь, південний захід і захід від Канадського щита знаходиться давня Північноамериканська платформа, що охоплює центральну частину материка у межах США і Західної Канади. Північноамериканська платформна плита - це величезна територія, витягнута у меридіональному напрямку на відстань близько 4000 км шириною понад 2500 км. Частина платформи, що розміщується південніше Канадського щита, виділена під назвою плити Мідконтиненту.

Західна окраїна Північноамериканської платформи – це плита Великих Рівнин. Крайній південно-західний елемент цієї плити відділений від її основної частини внутрішньоплатформною рухомою зоною (палеорифтом) Учіто, що представлена системою розломів, горстів і грабенів. У межах плит Мідконтиненту і Великих Рівнин виокремлюється низка занурених зон (синеклізи – Мічиганська, Іллінойська, Західна Внутрішня, Пермська, Уїллістон), що розділені внутрішньоплатформними підняттями. Зі сходу і півдня платформа облямовується палеозойським поясом складчастої системи Аппалачів.

Західна частина Північної Америки представлена мезозойсько-кайнозойськими складчастими спорудами Кордильєр, які простягаються від Аляски до Панамського перешийку на відстань близько 6 тис. км. Ширина гірської системи Кордильєр місцями сягає 1500-1700 км.

Східна частина Кордильєр охоплює Скелясті гори, які складаються із низки паралельних, кулісоподібно розміщених гірських систем, які розділені широкими міжгірськими западинами і плато. Висота гірських вершин над рівнем моря сягає 4400 м.

Скелясті гори складені докембрійськими кристалічними і палеозойськими осадовими утвореннями, а їх передгір'я і міжгірські западини - мезозойськими і кайнозойськими відкладами.

Система Притихоокенської кайнозойської складчастості охоплює пасма берегових гір - Каліфорнійські гори, висота яких перевищує 3000 м над рівнем моря, а також міжгірські западини, зокрема Каліфорнійську затоку. В будові гірських споруд беруть участь палеозойські, мезозойські, а місцями й кайнозойські відклади. Западини заповнені потужними товщами кайнозойських відкладів.

Більшу частину Південної Америки (близько 70 %) займає Південно-Американська докембрійська платформа. Основними її позитивними структурними елементами є Гвіанський, Західнобразильський та Східнобразильський щити, які займають відповідно північну, центральну і східну частини континенту. Гвіанський і Західнобразильський щити розділені великою Амазонською синеклізою, що утворилася наприкінці кембрію на місці великого авлакогену. Від Східнобразильського щита, який простягається широкою смугою вздовж берега Атлантичного океану, Західнобразильський щит відділений на півночі Мараньйонською (Паранайбською) синеклізою, на півдні - Паранською синеклізою. Ці синеклізи є широкими депресіями, що заповнені потужним покривом палеозойських, мезозойських і кайнозойських теригенних утворень. З південного заходу і півдня Південноамериканська платформа облямовується Патагонською платформою з байкальською складчастою основою.

Найбільшими нафтогазовими скупченнями Північної Америки характеризуються Західноканадська, Примексиканська, Аляскінська і Пермська провінції.

Основне нафтогазопромислове значення для Південної Америки має винятково багата Маракайбська нафтогазоносна провінція. Друге місце належить Оріноцькій провінції.

Найбільші родовища обох континентів: Болівар (Південна Америка, Маракайбська нафтогазоносна провінція) та Іст-Техас (Північна Америка, Примексиканська нафтогазоносна провінція, нафтогазоносна область склепінних піднять Себін і Монро).

Нафтове родовище-гігант Болівар приурочене до монокліналі північно-східного борту Маракайбської западини. Під водами Маракайбського озера знаходиться 4/5 його площі. У геологічній будові родовища беруть участь кайнозойські й крейдові відклади, загальна товщина яких становить понад 4500 м.

2.5. Нафтогазоносні провінції Австралії та Нової Зеландії

Основна частина Австралії зайнята давньою Австралійською платформою. Зі сходу вона межує з молодого Східноавстралійською платформою з байкальським, каледонським і герцинським складчастим фундаментом. У центральній і східній частинах давньої Австралійської платформи розміщена велика мезозойсько-кайнозойська синекліза Великого Артезіанського басейну.

Уздовж західного і південного берегів континенту розміщуються грабенні западини (Карнарвон, Перт, Фіцрой, Гіпсленд і Отвей), до яких приурочені основні запаси нафти.

На території Австралії і Нової Зеландії виділено шість нафтогазоносних провінцій: Західноавстралійську, Центральнуавстралійську, Великого Артезіанського басейну, Гіпсленд, Карпентарія-Папуа та Новозеландську.

Нафтогазоносна провінція Гіпсленд

Провінція охоплює прибережні рівнини і суміжні шельфові зони Австралії. Найперспективнішою є грабеноподібна западина Гіпсленд, яка займає незначну частину прибережної смуги. На південний схід вона відкривається в акваторію Бассової протоки і Тасманового моря. На суходолі з півночі провінція обмежена гірськими хребтами Австралійських Альп, на півдні - островами Фюрно. Розмір нафтогазоносної западини 450х275 км.

У плані западина Гіпсленд поділяється на три великі структурні елементи: два окраїнних - Північну і Південну «платформи», а між ними - мобільний центральний прогин. Практично всі родовища западини Гіпсленд знаходяться у межах Центрального прогину і приурочені до пологих брахіантиклінальних або похованих виступів палеорельєфу.

Новозеландська нафтогазоносна провінція

Нафтогазові родовища на острові Нова Зеландія знаходяться у передгірській западині Таранакі-Рангатикен, яка охоплює західне узбережжя острова і відкривається в Тасманове море. У геологічній будові западини беруть участь відклади верхньої крейди - плейстоцену. Розріз верхньої крейди-неогену - складений пісковиками, аргілітами і рідкісними карбонатними прошарками. У товщах палеогену та неогену простежуються численні вугільні пласти. Плейстоцен представлений перешаруванням пісковиків і глин.

Родовища, що відкриті в центральній частині провінції (із яких два газоконденсатні) приурочені до крутих прирозломних складок.

2.6. Світові ресурси сланцевого газу

Ресурси сланцевого газу в світі оцінюються в 200 трлн м³. Вони відомі в багатьох країнах світу, але найбільша частина їх запасів на сьогоднішній день розвідана в США (рис. 2.1).

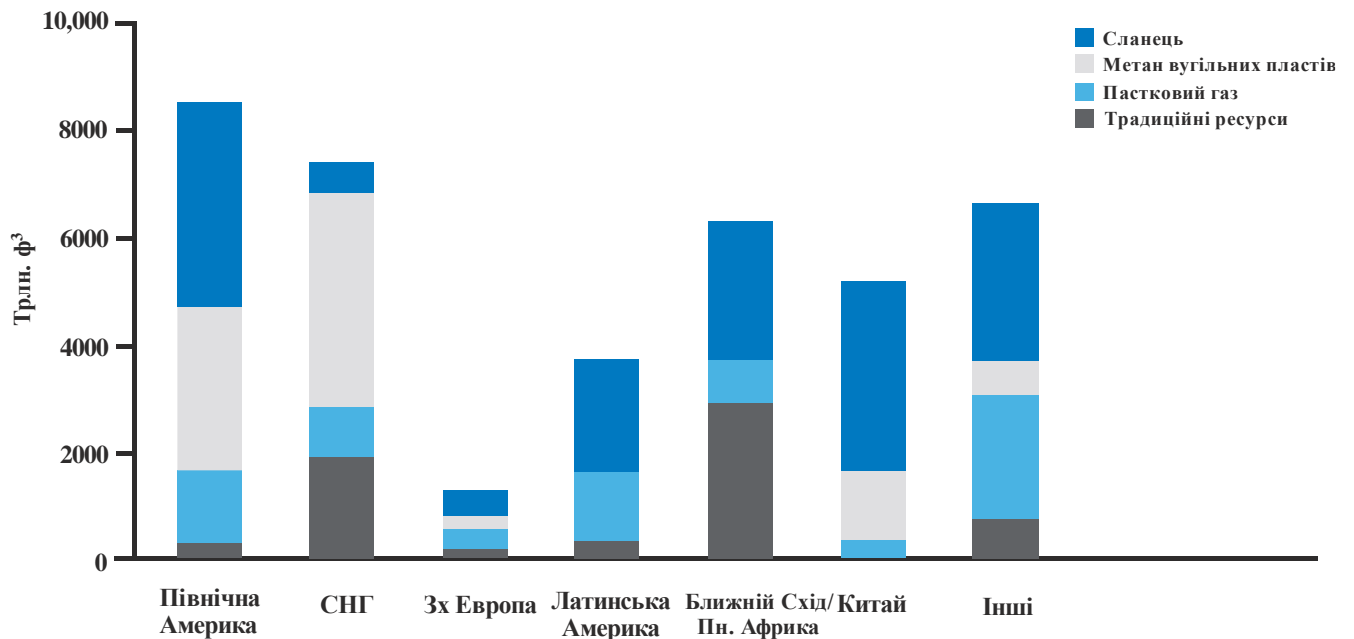


Рис. 2.1. Оцінки запасів сланцевого газу у світі

За оцінкою МАГАТЕ світові запаси альтернативного природного газу складають 1000 трлн м³ (з них 50% ПСГ), а ПГ в 5 разів менше (177,4 до 213 трлн. м³). Найбільші його запаси знаходяться в Росії, Катарі, Ірані, США (120 трлн. м³), Китаї (36 млрд. м³), Австралії (22 трлн. м³). Значні запаси зосереджені також у надрах Канади, Індії, Німеччини, ПАР, України, Казахстану. В Китаї видобуток метану з вугільних пластів з 2005 по 2010 рр. зріс майже в 100 разів (до 10 млрд. м³). Корпорації Statoil, BP, Total, ExxonMobil розвивають метано-вугільні і сланцеві родовища в Австрії, Угорщині, Польщі, Франції і Швеції.

На альтернативний газ в США припадає 40 % загального видобутку (газ вугільних пластів, сланцевий газ). Ресурси альтернативного газу: США – до 120 трлн м³, Росія – до 100 млрд. м³, країни Близького Сходу – до 70 млрд. м³, Китай – до 36 млрд. м³, Австралія – 22 трлн м³. Значними запасами володіють також Канада, Індія, Німеччина, ПАР, Україна, Казахстан.

Загальні потенційні ресурси горючих сланців у світі оцінені в 650 трлн. т (26 трлн. т сланцевої смоли). Основні ресурси – близько 430–450 трлн. т (24–25 трлн. т сланцевої смоли) зосереджені в США (штати Колорадо, Юта, Вайомінг) і пов'язані з формацією Грін-Рівер. Великі запаси горючих сланців є в Бразилії, КНР, менші – в Болгарії, Україні, Великій Британії, Німеччині, Франції, Іспанії, Австрії, Канаді, Австралії, Італії, Швеції, Сербії, Хорватії.

США

Лідером з видобутку сланцевого газу є США, що мають найбільші у світі запаси горючого сланцю (70 % світових), який є в 48 штатах. В США розвідані запаси сланцевого газу складають 24 трлн. м³ (з яких ті, що технологічно

можна вилучити – 3,6 трлн. м³). Наразі в США відкриті величезні родовища, з яких виділяються чотири – Барнетт (Barnett), Хайнсвілл (Haynesville), Файетвілл (Fayetteville) і Марселлус (Marcellus). Провідною корпорацією в США з видобутку сланцевого газу є Chesapeake Energy.

Хоча в США перша свердловина з видобутку газу із сланців була пробурена в 1821 р., проте з 1859 р. аж до кінця XX століття видобуток газу здійснювався переважно з традиційних родовищ. В 1996 р. в США видобувалося 0.3 млрд .м³ сланцевого газу (1.6 % всього газу, вилученого в США), в 2006 р. – 1.1 млрд. м³ (5.9 %). До 2005 р. в США було пробурено всього 14990 свердловин на газ, а тільки в 2007 р. – понад 4 тис. свердловин.

Промисловий видобуток сланцевого газу було розпочато компанією Devon Energy в США на початку 2000-х років на родовищі Барнетт в штаті Техас, де в 2002 р. була пробурена перша горизонтальна свердловина. В 2007 р. в США було видобуто 34 млрд м³ цього газу.

В 2008 р. видобуток природного газу в США збільшилася на 7.5 % (або на 41.7 млрд. м³), показавши найвищі темпи зростання за чверть століття. Велику частину цього зростання дав саме сланцевий газ, об'єм видобутку якого склав в 2008 р. 51.7 млрд. м³ (8 % від загальнонаціонального показника), з яких близько 70 % припадає на поклади Барнетт.

Завдяки різкому зростанню видобутку сланцевого газу, в 2009 р. США стали світовим лідером (видобутку газу склав 745,3 млрд. м³), причому більше 40 % припадало на нетрадиційні джерела (26 % – метан з вугільних пластів і 14 % – сланцевий газ). У 2009 р. тут із сланців вилучено 87 млрд. м³ газу (14 % загального видобутку в країні), що пов'язано з політикою забезпечення енергетичної безпеки країни, сприятливою кон'юнктурою, пільговою системою оподаткування на видобуток газу з нетрадиційних джерел, освоєнням сучасної технології: горизонтальне (спрямоване) буріння (horizontal/directional drilling) в поєднанні з гідророзривом (fracking). Це призвело до виникнення надмірної пропозиції газу на світовому ринку і значного падіння його ціни до початку 2010 р.

Використання сланцевого газу не тільки суттєвим чином змінює структуру енергетичних ресурсів світу та зумовлює значне зниження цін на природний газ, але й призводить до значних політичних наслідків. Це, зокрема, буде запобігати створенню картелю Росії, Ірану і Венесуели, обмежить розвиток ядерної програми Ірану, забезпечить енергетичну безпеку США і Китаю.

Наприкінці 2009 р. Комітет із газових ресурсів США (Potential Gas Committee) оголосив про радикальну переоцінку ресурсів природного газу в США, збільшивши їх з 1300 трлн. куб. футів (36.8 трлн. м³) до 1836 трлн куб футів (52.0 трлн. м³). З них 616 трлн куб футів складає сланцевий газ, родовища якого відкриті в басейнах Аппалацькому, Серединно-Континентальному, Прибережному, Склеястих гір. Відділ інформації Міністерства енергетики США (Energy Information Administration – EIA) оцінює (2009 р.) ресурси газу

в країні (без урахування Гавайських островів) в 2074 трлн куб футів (58.7 трлн. м³) в 89 басейнах 48 штатів. Це еквівалентно 350 млрд. барелів нафти.

Вартість видобутку сланцевого газу оцінюється від \$5.5 до \$8.5 за 1 тис. куб. футів. Так, Chesapeake Energy оголосила, що її витрати на видобуток складають в середньому \$3.50 за 1 тис. куб. футів (\$99 за 1 тис. м³).

В 2020 р., згідно оцінці Ziff Energy, в США будуть видобувати вже 900 млрд. м³ газу на рік (в 2000 р. – 723.5 млрд. м³). Велика частина приросту буде забезпечена завдяки сланцевому газу (рис. 2.2). Видобуток сланцевого газу в США у 2015 р. зріс до 150 млрд. м³ на рік. За оцінкою IHS CERA, до 2018 р. цей показник може скласти 180 млрд. м³ на рік (27 %), плюс 200 млрд. м³/рік вугільного метану і газу, що видобувається з твердих пісковиків (дані IEA). Все це в сукупності складає вже близько половини обсягів всього американського газодобування (рис. 2.2).

Продуктивні сланцеві поклади в США виявлено на глибині між 500 і 11000 футів. Найбільш мілкими є сланці родовища Антрім (600–2200 футів) і Нью Олбені (500–2000 футів), тоді як більш глибинні включають сланці Барнетт (6500–8500 футів) і Вудфорд (6000–11000 футів).

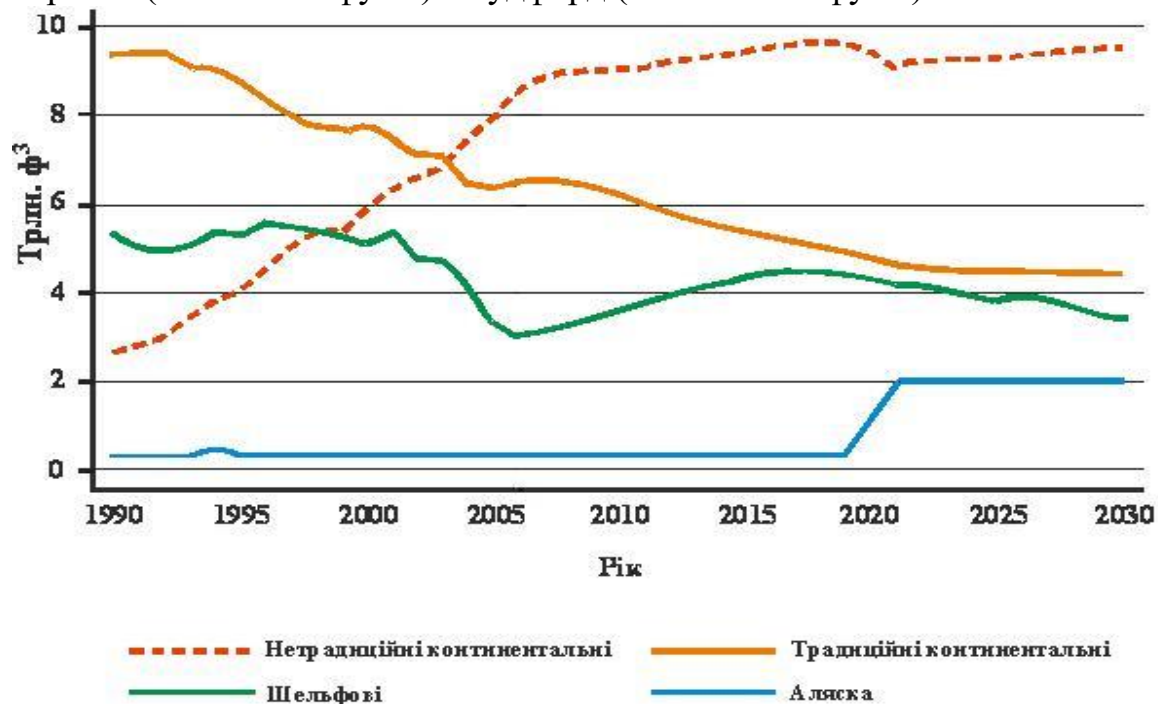


Рис. 2.2. Видобування природного газу в США із різних джерел (у правій частині діаграми прогнозні значення)

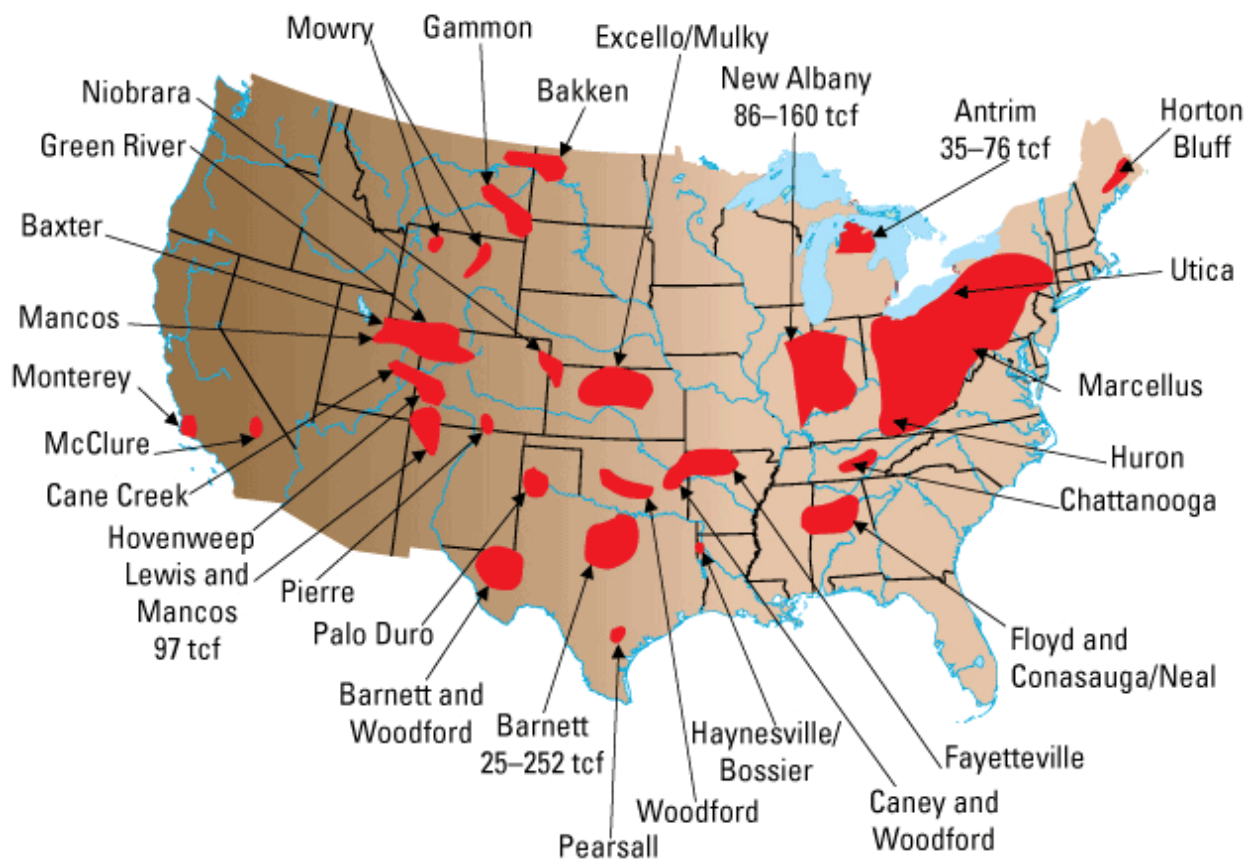


Рис. 2.3. Схема сланцевих газових басейнів США

Найважливіші формації газомісних сланців в США (рис. 2.3):

- *Марселлус* (Marcellus) на північному сході;
- *Нью-Албані* (New Albany) в басейні Ілінойс (Illinois);
- *Барнетт* (Barnett) в басейні Форт-Ворт (Fort Worth Basin);
- *Хайнсвілл* (Haynesville) в Луїзіані (Louisiana);
- *Манкос* (Mancos), *Гермоза* (Hermosa), *Левіс* (Lewis) і *Моурі* (Mowry) в Юті;
- *Ігл-Форд* (Eagle Ford) в Південному Техасі;
- *Баккен* (Bakken) в басейні Уїллістон (Williston) в Північній Дакоті.

Найбільшим джерелом сланцевого газу є поклади *Марселлус*, що охоплюють значну частину Пенсільванії і Західної Вірджинії, частину штатів Огайо і Нью-Йорк. Вони мають чорний колір і вміщують кероген. Величезний пласт сланців потужністю від 8 до 80 м протягнувся від штату Нью-Йорк на північному сході до штату Теннессі на південному заході, охоплюючи більшу частину Пенсильванії і Західної Вірджинії, частину штатів Огайо і Нью-Йорк. Його загальна площа складає 140 тис. км², з глибиною залягання від 700 до 3000 м. За різними оцінками, геологічні запаси газу можуть складати від 4,5 до 15,2 трлн м³ (наводяться також оцінки в 489 трлн м³), що відповідає

газонасиченості порід в 0,32–1,0 %. Коефіцієнт вилучення газу прийнято рівним 0,1. Для освоєння родовища потрібно пробурити від 100 до 220 тисяч свердловин вартістю \$3–4 млн. кожна. Таким чином, мінімальний об'єм капітальних вкладень тільки в буріння свердловин повинний скласти 300 млрд. \$ (поки пробурено біля 400 свердловин). Середня щільність запасів газу, що вилучається – 7,04 млн. м³ на 1 км² площі або 6,35 млн. м³ на одну свердловину, що відповідає середньому місячному дебіту на традиційних родовищах.

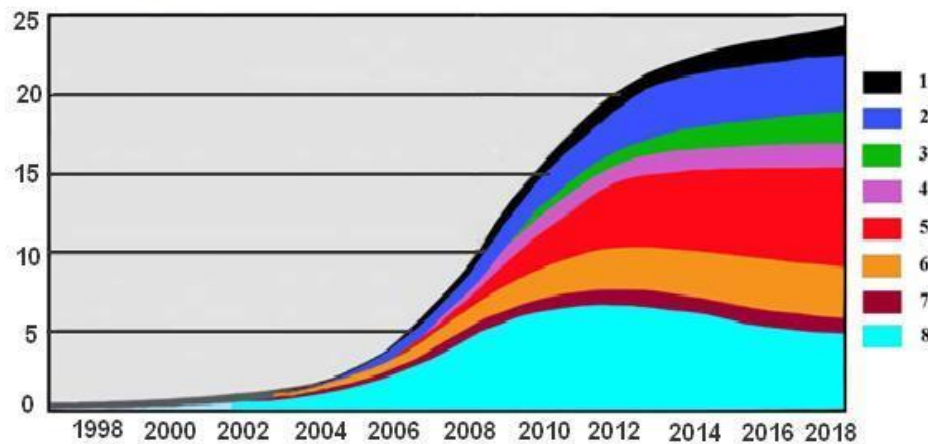


Рис. 2.4. Видобуток газу (реальний і прогнозний) в різних басейнах
1 – Хорн-Рівер (Мусква); 2 – Монтней; 3 – Марселлус; 4 – Вудфорд; 5 –
Хайнсвілл; 6 – Файетвілл; 7 – Діп-Босьер; 8 – Барнетт

Екологічними проблемами при бурінні свердловин в сланцях є:

- зміна гідрологічного режиму поверхневих і підземних джерел води за рахунок їх інтенсивного використання;
- радіоактивне забруднення атмосфери, літосфери і гідросфери.

Зміни об'єму видобутку в цих і інших найважливіших газових басейнах США, а також прогнозні об'єми видобутку показані на рис. 2.4.

Таблиця 2.1

Геологічна та технічна характеристики родовищ сланцевого газу США

Характеристика	Басейни						
	Барнетт	Файетвілл	Хайнесвілл	Марселлус	Вудфорд	Антрім	Нью Олбені
Площа басейну (квадратні милі)	5000	9000	9000	95000	11000	12000	43500
Глибина (фути)	6500–8500	1000–7000	10500–13500	4000–8500	6000–11000	600–2200	500–2000

Товщина (фути)	100–600	20–200	200–300	50–200	120–220	70–120	50–100
Глибина до основи збагачених вуглеводнями вод (фути)	1200	500	400	850	400	300	400
Товщина розрізу порід між верхом родовища і низом збагачених вуглеводнем вод (фути)	5300–7300	500–6500	10100–13100	2125–7650	5600–10600	300–1900	100–1600
Загальна кількість органічного вуглецю, %	4,5	4,0–9,8	0,5–4,0	3–12	1–14	1–20	1–25
Загальна пористість, %	4–5	2–8	8–9	10	3–9	9	10–14
Вміст газу (куб. футів/т)	300–350	60–220	100–330	60–100	200–300	40–100	40–80
Продуктивність води, барель/день						5–500	5–500
Площа свердловини, акри	60–160	80–160	40–560	40–160	640	40–160	80
Об'єми первинного газу, трлн. куб. футів	327	52	717	1,500	23	76	160
Ресурси, що технічно вилучатимуться, трлн. куб. футів	44	41,6	251	262	11,4	20	19,2

Примітка. Наведені значення ресурсів для різних ділянок можуть суттєво змінюватись, що залежить від компанії, що їх оцінює, а також від зміни значень з часом.

Канада

В **Канаді** на численних ділянках (у Британській Колумбії, Альберті, Саскачевані, Онтаріо, Квебеку і Новій Шотландії) проводяться пошукові, розвідувальні і дослідницько-видобувні роботи на сланцевий газ. Головними об'єктами тут є (рис. 2.5):

- ордовицькі сланці **Утіка** (Utica Shale) в Квебеці (на південь від р. Святого Лаврентія, між р. Монреаль і Квебек) – чорні вапняковисті сланці потужністю 150–750 футів, що містять органічний вуглець в кількості 3.5–5 %; прогнозний об'єм газу в них складає 4×10^{12} куб. футів (110 км^3), прогнозні ресурси оцінюються в 4 трлн куб. футів; тут в період 2006–2009 рр. пробурені 24 вертикальні і горизонтальні свердловини, що дозволило компанії Gastem оголосити про плани промислової розробки в районі кордону зі США; компанія Talisman Energy також пробурила 5 вертикальних свердловин в басейні Утіка, а також в кінці 2009 року разом з

компанією Questerre Energy, яка арендує понад 1млн акрів землі в цьому регіоні, почала буріння двох вертикальних свердловин;

- середньодевонські сланці **Мусква** (Muskwa) в басейні р. Хорн на північному сході Британської Колумбії потужністю 100–150 м, об'єм газу, що може бути вилучений в яких оцінюється в 6×10^{12} куб. футів (170 км^3); вивченням їх зайняті компанії EOG Resources, EnCana Corp., Apache Corp.; в 2008 р. уряд Британської Колумбії вклав у вивчення цих родовищ CDN\$2.2 млрд;

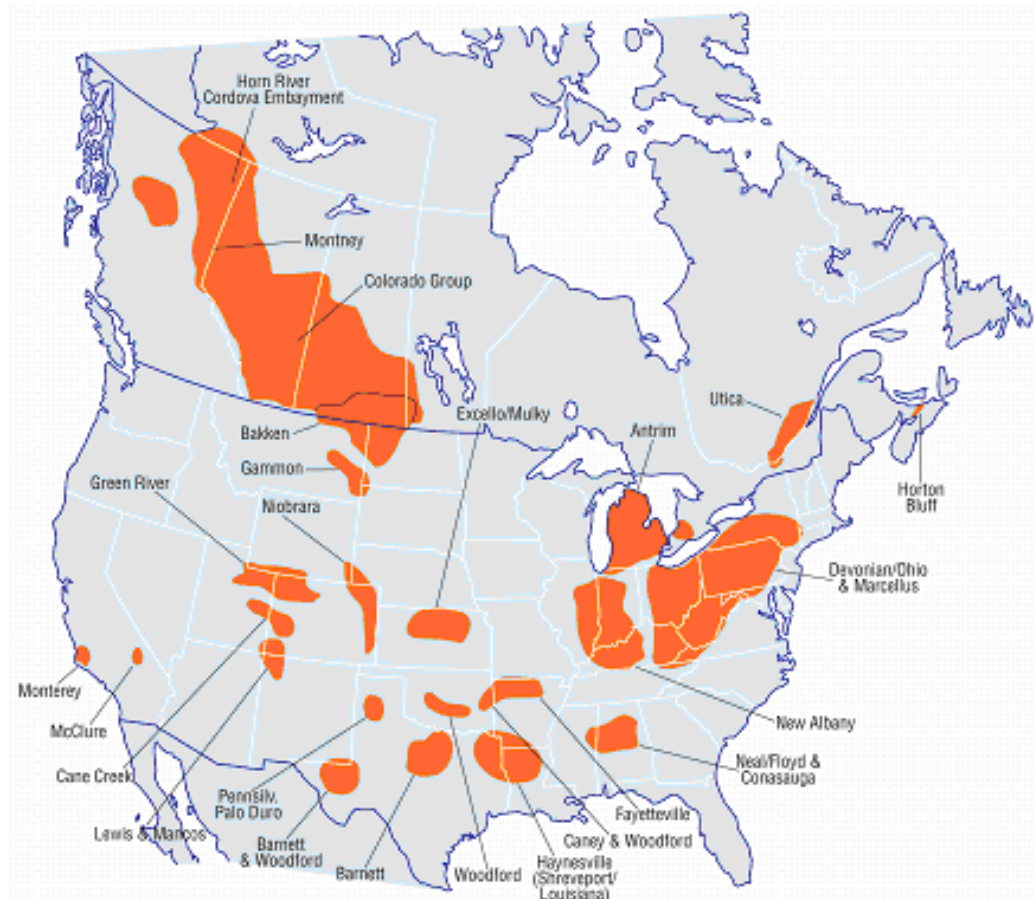


Рис. 2.5. Основні басейни сланцевого газу Канади [Porrawa, 2010]

- ранньотріасові сланці **Монтней** (Montney) на сході центральної частини Британської Колумбії сягають потужності 300 м, вміст ОР – 1–6 %, глибина залягання 1700–4000 м, початкові дебіти – до 450 тис. м/добу;
- сланці Гортон-Блафф (Horton Bluff) в басейні Віндзор (Windsor Basin) в Новій Шотландії, розроблюються компанією Triangle Petroleum Corporation.
- перспективні сланці Монтней (Montney) – на сході центральної частини Британської Колумбії;
- сланці Хортон-Блафф (Horton Bluff) у Віндзорському басейні Нової Шотландії, де в 2009 р. Triangle Petroleum Corporation завершила буріння двох газових свердловин.

Окрім того у Британській Колумбії відомі потенційно газonosні формації (табл. 2.2).

Таблиця 2.2

Перспективні формації зі сланцевим газом на північному сході
Британської Колумбії

Стратигр афічний підрозділ	Формація	Характеристика	Глибина, м	Середня потужність, м	Загальна кількість С _{орг.} , %	Об'єми газу, млрд куб. футів
Нижня крейда	Сланці Вітч і Букінхорст	Перешаруван ня пісків і сланців	800–1200	100	2,3	60
Юра	Сланці Нордек і Фенні	Розглядаютьс я як материнські породи	1200– 2500	>30	>14	>20
Тріас	Фосфати Долг і Мортіней	Материнські породи з високими ТОС	1200– 3000	300–500	0,5–10	До 110
Девон	Сланці Ексшоу, Беза-Рівер, Форт- Сімсон, Мусква	Сланці, збагачені органікою	1800– 3500	Велика	0,5–10	До 100

Одним з альтернативних джерел вуглеводнів в Канаді є нафтоносні піски – суміш глини, піску, води і бітуму. З них щодоби Syncrude Canada вилучає близько 350 тисяч барелів нафти, або приблизно 13 % всього видобутку нафти в країні., хоча видобуток нафти на таких родовищах технічно складний і вимагає значних інвестицій.

Країни Європи

В Європі проводяться роботи з оцінки потенціалу сланців, що вміщують органічні залишки (сланці в північно-східній Франції, сланці Алум (Alum Shale) в Швеції, кам'яновугільні сланці в Німеччині і Нідерландах). Сланцевий газ в Європі шукають не менше 40 компаній (рис. 2.6). Ресурси сланцевого газу в країнах Європи (Австрія, Англія, Угорщина, Німеччина, Польща, Швеція, Україна та ін.) оцінюються в 35 трлн. м³. Обмежуючим чинником для виробництва його в країнах ЄС є недостатня кількість бурових установок.

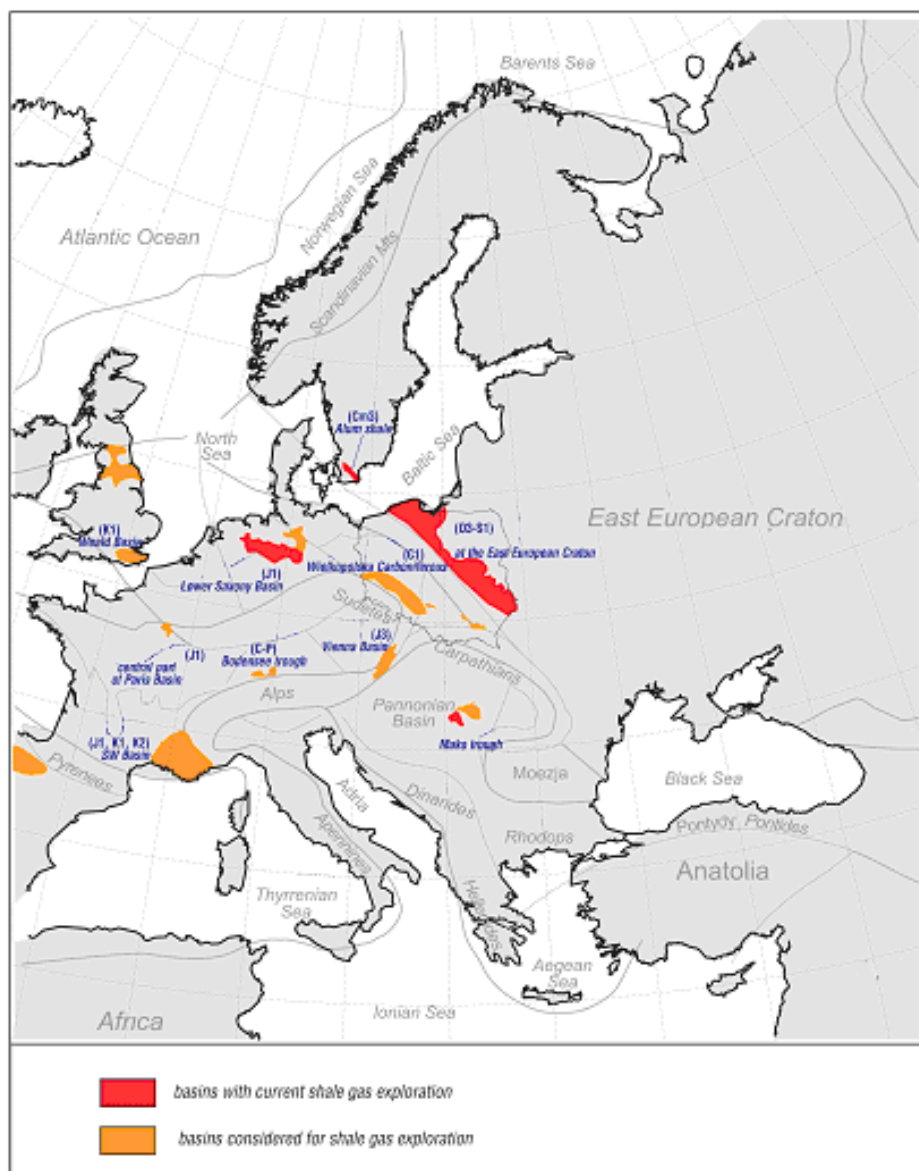


Рис. 2.6. Розміщення основних європейських басейнів сланцевого газу

За оцінкою ExxonMobil чекати значних об'ємів видобутку сланцевого газу в Європі до 2025 р. не варто, оскільки запаси та умови його розробки кардинально відрізняються від американських. Із зростанням внутрішнього нетрадиційного газодобування неухильно знижуються прогнози імпорту традиційного природного газу на континент. Дешевий нетрадиційний газ почне витісняти традиційний, видобуток якого в Америці вже стає помітно дорожчим, ніж видобуток газу зі сланців або вугільного метану. Вважається, що об'єм потенційних запасів нетрадиційного газу (unconventional gas reservoirs) у світі складає 450 трлн. м³ чи 40% від загальних підтверджених запасів газу, які дорівнюють 182 трлн. м³).

За експертними оцінками запаси газу нетрадиційних родовищ в Голландії порівняні із запасами гігантського газового родовища Гронінген в цій країні.

В Австрії компанія «OMW» почала вивчення перспективного басейну поблизу Відня, складеного верхньоярськими мергелями Мікулов.

В Німеччині ExxonMobil придбала ділянку площею 750,000 акрів в Нижній Саксонії, де планувалося в 2009 р. пробурити 10 свердловин на сланцевий газ.

Перспективним відносно сланцевого газу можуть бути сланці месельські і Екфільд Маєр. Месельські сланці потужністю від 2 до 290 м, містять $C_{org} = 25\text{--}38\%$. За результатами піролізу зразки відносяться до I і II типу кєрогену ($HI=535\text{--}670$ мг УВ/г ТОС). Органічна речовина незріла ($T_{max} = 440^\circ\text{C}$). Сланці мають озерне походження, вони нагромаджувалися в різко відновних умовах.

Сланці Екфільд Маєр залягають на глибині 19,4–32 м від поверхні і містять $C_{org} = 3,4\text{--}32,5\%$. Органічна речовина представлена *Botryococcus braunii* і мацералами гумітової групи. За результатами піролізу зразки відносяться до кєрогену II і III типу ($HI = 200\text{--}350$ мг УВ/г ТОС).

В Угорщині в 2009 р. ExxonMobil пробурила перші свердловини на сланцевий газ в трюгу Мако (Mako Trough).

В Болгарії американські компанії Chevron і Integrity Towers планують розпочати розробку родовищ сланцевого газу, яка, за розрахунками, може розпочатися через 5–10 років. Ресурси сланцевого газу в Болгарії можуть сягати 25 млрд. м³. Щорічно Софія закупав у Газпрому 17 млрд. м³.

В Польщі запаси сланцевого газу в північній і центральній частині країни оцінюються в 1,36 трлн м³, поклади високої якості і розташовані відносно неглибоко. Вони схожі з газом сланцевого родовища Монтней (Montney) в канадських провінціях Британська Колумбія і Альберта. Їх освоєння вже в травні 2010 р. почала американська компанія ConocoPhillips, першу в Європі свердловину для видобутку сланцевого газу планувалося пробурити в квітні 2010 р. біля Гданська на узбережжі Балтійського моря. Marathon Oil планує видобувати сланцевий газ із силурійських сланців. На Балтійському узбережжі Польщі запаси сланцевого газу складають 12 трлн. м³.

Таким чином, Польща є однією з найперспективніших країн Європи стосовно пошуків сланцевого газу, поклади якого можуть бути пов'язані зі збагаченими органічною речовиною комплексами нижнього палеозою (верхнього ордовіку і нижнього силуру) осадових басейнів Східноєвропейської платформи (СЄП): Балтійського, Підляшського, Люблінського і Малопольського, які мають власні геологічні особливості.

Так, силур у Люблінському басейні перекритий середнім девоном, який відсутній в Балтійському і Підляшському басейнах.

В нижньопалеозойських відкладах СЄП з північного заходу на південний схід інтервали з високим вмістом органічної речовини

зустрічаються у все більш молодих утвореннях. Так, в північній частині Балтійського басейну горючі сланці вперше з'являються в пізньому кембрії і тремадоку; на піднятті Леби – у пізньому лонвірині; в західній частині Підляшського басейну – в карадоку, в центральній частині Балтійського і Підляшського басейнів і південно-східній частині Люблінського басейну – в лландовері, в східній і південно-східній частині Люблінського басейну – у венлоку.

Глибина залягання продуктивних сланців верхнього ордовіку і нижнього силуру в Балтійському басейні змінюється від 1000 м на сході до 4500 м на заході; в Підляшському – від 500 м на сході до 4000 м в районі Варшави; в Люблінському – від 1000 м на сході до 3000–3500 м на заході (до 4330 м в свердловині Lopiennik IG-1), що унеможливило пошуки сланцевого газу, однак, далі на захід в районі Білгорой-Нароль глибина залягання нижньопалеозойських комплексів зменшується до 500–1000 м.

Таким чином, перспективною для пошуків сланцевого газу в Польщі є смуга північно-західного простягання де одночасно спостерігається і доволі високий вміст органічної речовини (1–2 %), і відносно висока стадія перетворень (0,8–1,1 % R_o), і порівняно невелика глибина залягання потенційно продуктивних товщ (до 1000–2000 м). Вона продовжується на північний захід до Швеції, де вже почалися розвідувальні роботи на сланцевий газ, а на південний схід – до України, де у Львівсько-Волинському басейні (природному продовженні Люблінського басейну) також можна очікувати поклади сланцевого газу.

За різними оцінками ресурси сланцевого газу в Польщі складають від 1400 до 3000 млрд. м³. Для порівняння, запаси традиційних родовищ газу в Польщі дорівнюють 140,5 млрд. м³, річне видобування – 5 млрд. м³.

В **Швеції** Shell Oil вивчає можливості ранньопалеозойських бітумінозних сланців Алюм (Alum Shale) в південній частині країни (район Скен) як можливого джерела сланцевого газу. Вміст органічної речовини в породах цієї формації сягає 20 %. Запаси сланцевого газу Швеції оцінюються в 300 млрд. м³.

В 2009 р. фірма Shell PLC розпочала буріння свердловин на ПСГ, якого за прогнозами достатньо для повного самозабезпечення країни на 10 років. В січні 2010 р. Royal Dutch Shell Plc пробурила першу свердловину для сланцевого газу.

У **Великій Британії** Eurenergy Resource Corporation оголосила про плани буріння на сланцевий газ в басейні Вілд (Weald Basin) в південній частині країни, що має велике значення для цієї країни, де, починаючи з 70-х років минулого століття споживання газу значно зросло.

В **Росії** сланцевий газ не видобувається і перспективи його видобутку багато експертів оцінюють дуже скептично. Разом з тим, вже зараз різке збільшення видобутку сланцевого газу в США має для Росії дуже негативні

наслідки, зокрема, вже у 2009 р. Газпром знизив експорт газу в далеке зарубіжжя на 11.4 %, борг Газпрому досяг \$60 млрд., освоєння Штокманського родовища відкладено на 3 роки, з'явилися побоювання, що «Північний» і «Південний потоки» виявляться неконкурентоспроможними, може встати питанням щодо освоєння нових великих газових родовищ і будівництво крупних газопроводів, відпала можливість експорту зрідженого російського газу в США.

Інвестиції Газпрому в нові родовища і трубопроводи можуть не окупитися: до 2015 р. об'єм «надмірного російського газу» досягне 200 млрд. м³. На це є три найголовніші причини: 1) низька вартість сланцевого газу (біля \$90 за 1000 м³), порівняно з традиційним (\$130–240); 2) зростання частки зрідженого природного газу до 2013 р. до 30%; 3) зниження попиту на газ в Європі (так, у 2009 р. відбулося падіння попиту на 8%). Зараз склалася ситуація, що довгострокові договірні ціни Газпрому вище спотових цін на газ. Європейські країни освоюють відновлювані джерела енергії, йде підготовка до видобутку сланцевого газу в Німеччині, Франції і Польщі. Є також думка, що будівництво трубопроводу «Північний потік» економічно виправдано, а у «Південного потоку» немає підтвердження економічної доцільності. Газпром вважає, що в 2020 р. дефіцит газу на ринку складе 130 млрд. м³, а до 2030 р. – 250 млрд. м³.

За різними оцінками ресурси сланцевого газу в Росії складають від 29 до 100 трлн м³. Тут розвідані родовища горючих сланців: *Ленінградське*; *Яренгське* і *Айювінське* в Республіці Комі; *Каширське* під Сизранню, *Озінкське* в Саратовській області, *Общесиртовське* в Оренбурській області; кембрійське *Оленекське* і ранньомезозойське *Забайкальське* в Східному Сибіру, а також родовища на сході Мордовії, в Чувашії, Кіровській і Костромській областях.

Білорусь. Горючі сланці були виявлені в Білорусі в 1963 р. Площа Прип'ятського сланценосного басейну (близько 10 тис. км²) охоплює західну частину Гомельської, південну частину Мінської і східну частину Брестської областей. В межах басейну виявлено 4 сланцеві горизонти, кожний з яких включає 1–3 пласти горючих сланців. Глибина залягання сланців – від 50 до 600 м, потужність 0.4–3.3 м, в середньому – 1.1–1.5 м. Видобуток горючих сланців був визнаний економічно недоцільним, хоча ситуація змінюється, ціни на енергоносії зростають, що обумовлює актуальність вивчення можливості розробки родовищ горючих сланців у Білорусі.

Інші країни світу

Крім означених країн, значні поклади сланцю, з якого можна видобувати сланцевий газ, відомі в Австралії, Індії, Китаї, ПАР де вже найближчим часом планується його видобуток.

В **Австралії** Beach Petroleum Limited оголосила про плани буріння на сланцевий газ в Південній Австралії, в басейні Купер (Cooper Basin).

В **Індії** Reliance Industries Limited (RIL) та інші компанії зацікавлені у можливості розробки сланцевого газу, що ускладнюється законодавчою базою, де не передбачена оренда земель для видобутку газу з нетрадиційних джерел. Тим часом RIL вже інвестувала в розробку родовищ сланцевого газу в США біля \$3.4 млрд. Розглядається проект партнерства з американською компанією Quicksilver Resources (яка спеціалізується на видобутку сланцевого газу і метану вугільних пластів) в розробці сланцевих товщ в басейні р. Хорн-Ривер в Британській Колумбії, Канада. Їх ресурси, за попередніми оцінками, можуть сягати 280 млрд. м³ газу. Reliance Industries – найбільший промисловий концерн Індії, основним акціонером якого є мільярдер Мукеш Амбані. У 2009 р. виручка компанії перевищила \$42 млрд., а прибуток склав \$3.6 млрд.

В **Китаї** близько 30 млрд. м³ газу планується видобувати із сланців, що складає приблизно половину видобутого в 2008 р. газу. Найбільша енергокомпанія PetroChina оцінює запаси сланцевого газу, що належать їй, в 45 трлн. м³, що перевищує доведені запаси газу в Росії. До 2030 р. КНР розраховує довести частку сланцевого газу до 25 % від всього газовидобування. Найбільша китайська нафтопереробна компанія China Petroleum & Chemical Corp (Sinopec) і найбільша в Європі британська нафтова компанія BP проводять переговори про спільну розвідку і видобуток його в Китаї.

Компанія Shell уклала 30-річну угоду про розподіл продукції з китайською CNPC, якою передбачається розвідка і видобуток сланцевого газу в південно-західному Китаї, в провінції Сичуань, на родовищах Цзиньцю і Фушунь. Планується, що до кінця 2010 р. компанія розпочне там буріння двох свердловин. Вже зараз Shell видобуває 3 млрд. м³ газу на родовищі Чанбей.

Однією з перспективних товщ є озерна формація еоцену Шахеджі (і її аналоги) в Ляохському, Бохайбейському, Фулінському басейнах. Вона представлена горючими сланцями, доломітами, карбонатами, з прошарками солей, потужністю 200–700 м.

В **ПАР** нещодавно були знайдені значні ресурси сланцевого газу в басейні Карру.

Контрольні питання

1. *Що є метою нафтогазогеологічного районування територій?*
2. *Що таке «нафтогазоносна провінція», «нафтогазоносна область», «нафтогазоносний район», «зона нафтогазонакопичення»?*
3. *Які нафтогазоносні провінції і нафтогазоносні області виділяють у межах Європи, Азії, Африки, Австралії та Америки?*
4. *Які основні родовища в межах кожної з нафтогазоносних провінцій Ви знаєте? Назвіть їх тип за фазовим станом вуглеводнів.*

5. Для яких нафтогазоносних провінцій характерна солянокупольна тектоніка?
6. Яку роль відіграють акваторії у прирості ресурсів вуглеводнів?
7. В яких провінціях нафтогазоносність пов'язана з породами фундаменту?
8. В яких провінціях нафтогазоносність пов'язана із глинистими колекторами?
9. Які Ви знаєте родовища-гіганти нафти і газу?
10. Як оцінюються світові ресурси сланцевого та інших видів нетрадиційних родовищ?
11. Перспективи видобування газу нетрадиційних родовищ в Україні.

Розділ 3. Геологічна будова і нафтогазоносність території України

3.1. Геологічна будова України

Територіально Україна розташована у південно-західній частині Східно-європейської платформи. Вона оточена гірськими спорудами, які є частиною Середземноморської альпійської складчастої області. У будові платформи беруть участь породи докембрійського, палеозойського, мезозойського і кайнозойського віку, що утворюють три структурних поверхи: докембрійський, палеозойський та мезокайнозойський.

На платформенній частині України виділяються такі найважливіші геологічні структури: Український кристалічний щит та Воронезька антекліза; Дніпровсько-Донецька западина; Донецька складчаста споруда; Причорноморська, Львівська і Закарпатська западини; Волино-Подільська та Скіфська плити; Передкарпатський прогин; гірські споруди Карпат, Добруджи та Криму; шельф Чорного та Азовського морів (рис. 3.1). Усі вони характеризуються різною нафтогазоносністю.



Умовні позначення

- | | |
|--|------------------------------|
| ① - Український кристалічний щит; | ⑧ - Волино-Подільська плита; |
| ② - Схили Воронезького кристалічного масиву; | ⑨ - Скіфська плита; |
| ③ - Дніпровсько - Донецька западина; | ⑩ - Передкарпатський прогин; |
| ④ - Донецька складчаста споруда; | ⑪ - Карпатські гори; |
| ⑤ - Причорноморська западина; | ⑫ - Гірський масив Добруджи; |
| ⑥ - Львівська западина; | ⑬ - Кримські гори |
| ⑦ - Закарпатська западина; | |

Рис. 3.1. Схема геологічної будови України

Український кристалічний щит займає центральну частину України. Він складений сильно дислокованими магматичними, метаморфічними і метасоматичними комплексами архею й нижнього протерозою. Найдавніші породи датуються 3,6 млрд років тому.

Український кристалічний щит – брилове підняття кристалічного фундаменту Східноєвропейської платформи, що в межах України простягається вздовж середньої течії Дніпра смугою довжиною понад 1000 км і шириною близько 250 км. Це найдавніша докембрійська споруда, яка сформувалася понад 3,7 млрд років тому. Обмежений Дніпровсько-Донецьким і Прип'ятським палеорифтами на заході та півночі, щит похило занурюється в південному напрямку, де перекривається платформенним *чохлом* палеозойських, мезозойських та кайнозойських відкладів.

У будові щита із заходу на схід виділяється п'ять великих меридіанних блоків (зон): Волино-Подільський, Білоцерківсько-Уманський, Кіровоградський, Придніпровський і Приазовський. Їх розділяють зони *глибинних розломів* – Оріхово-Павлоградська, Тальновська, Криворізька та інші, які були закладені в пізньому археї та активно розвивалися у протерозої. Український кристалічний щит на 85-90 % утворений *метаморфічними* гірськими породами (мігматитами, гнейсами, гранітогнейсами, кристалічними сланцями тощо) та на 10–15 % *магматичними* гірськими породами (гранітоїдами, габро, діабазами й ін.) архейського і протерозойського віку. В центральній частині вони виходять на денну поверхню або перекриті незначною товщею *осадових* порід, а на бортах щита занурюються під відклади Дніпровсько-Донецької та Причорноморської западин.

Воронезька антекліза (грецьк. – *виступ*), або *Воронезький кристалічний масив* своєю південною частиною заходить на Північно-Східну частину України. Так, як і Український щит, структурно є виступом докембрійського фундаменту Східноєвропейської платформи, що перекритий палеозойськими та мезокайнозойськими породами. На території України антекліза, на південному, зануреному блоці якої в осадовому комплексі утворилася Старобільсько-Мілерівська монокліналь, межує з Дніпровсько-Донецькою западиною.

Формування структури почалося в ранньому палеозої, а її південного крила – у карбоні внаслідок спредінгу докембрійських плит палеорифту. *Докембрійський фундамент* антеклізи перекритий осадовим чохлом, товщина якого у склепінній частині не перевищує 100–150 м. Воронезький кристалічний масив добре вивчений у районі Курської магнітної аномалії, де він розбурений великою кількістю свердловин і розкритий численними гірничими виробітками. Фундамент утворений тими ж породами та структурними комплексами, що й фундамент Українського кристалічного щита. Він розбитий системами глибинних розломів, декотрі з яких мають продовження (через ДДЗ) і на Українському щиті.

Осадовий чохол антеклізи складений породами середнього і верхнього девону, карбону, верхньої юри, верхньої крейди, палеогену та четвертинними відкладами. Породи девону розвинуті на склепінні й північному крилі Воронезького щита і представлені континентальними та лагунними відкладами, які вміщують багато рослинні рештки – барвистими пісковиками, доломітами, глинами, лінзами гіпсу, кам'яною сіллю та потужною червоноколірною піщано-глинистою товщею. Кам'яновугільні відклади розповсюджені як на північному крилі, так і на південно-східному, «українському» схилі антеклізи. Це вапняки з прошарками глин, доломітів, пісковиків та пісків, у яких іноді присутня вуглиста речовина. Верхня юра представлена глинами і пісковиками з фауною амонітів, які перекривають древніші утворення. Широкого розповсюдження набули породи верхньої крейди (біла крейда, мергелі, піски з різноманітною фауною амонітів, белемнітів, пелеципод, форамініфер і т. ін.). Палеоген представлений усіма ярусами і є подібним до палеогену Українського щита. Четвертинні відклади складені делювієм, лісовидними суглинками, алювієм.

В осадових комплексах Старобільсько-Мілерівської монокліналі встановлено поклади вуглеводнів.

Дніпровсько-Донецька западина (ДДЗ), що входить разом із Донецькою складчастою спорудою (ДСС) до Дніпровсько-Донецького палеорифту, є частиною Сарматсько-Туранського лінеamentу і розміщена в межах Східноєвропейської платформи. Барановицько-Астраханським глибинним розломом на півночі та Прип'ятсько-Маничським на півдні вона відділяється відповідно від Воронежської антеклізи та Українського кристалічного щита. Північно-західна межа її проводиться по Брагінсько-Львівській сідловині, а південно-східна – в області розвитку герцинських складчастих споруд (відкритий Донбас). Ця геологічна структура водночас входить до складу Дніпровсько-Прип'ятської нафтогазоносною провінції та Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну.

Відкриття родовищ нафти і газу сприяло проведенню різних геолого-геофізичних досліджень регіону, вивченню його тектоніки, літології, стратиграфії, гідрогеології та ін.

Осадова товща ДДЗ залягає на *докембрійському фундаменті*, що складається з трьох структурно-формаційних комплексів: ранньоархейського, пізньоархейського та нижньопротерозойського. Вони представлені ультраметаморфічними, інтрузивними, вулканогенними та метаморфізованими осадовими породами. Серед них: кристалічні сланці, гнейси, граніти, плагіоклази, амфіболіти, кварцити та інші.

Осадовий чохол у центральній та північно-західній частинах ДДЗ починається *девонськими відкладами*, що залягають безпосередньо на фундаменті. Вони складаються з потужної товщи аргілітів, алевролітів, пісковиків, мергелів, вапняків, доломітів, кам'яної солі, гіпсів, ангідритів, пірокластичних та ефузивних порід загальною товщиною від 2000 до 7500 м. У розрізі девону виділяють два відділи – середній (*ейфельський і живетський*

яруси) та верхній (*франський* і *фаменський* яруси). Нафтогазоносність приурочена до надсольової товщі.

В розрізі *кам'яновугільної системи* ДДЗ виділяють нижній, середній та верхній відділи. Нижньокам'яновугільний відділ складають *турнейський*, *візейський* та *серпуховський* яруси. Порооди *турнейського* ярусу, представлені глинистими, біоморфно-детритовими і бітумінозними вапняками, пісковиками, аргілітами. *Візейські* відклади мають найбільшу площу поширення, залягаючи на різних стратиграфічних рівнях *турнейського* ярусу. Вони представлені вапняками, теригенними і вуглистими породами.

Серпуховські породи представлені аргілітами з прошарками вугілля, пісковиками, вапняками. Відклади середнього карбону (*башкирського* і *московського* ярусів) неузгоджено залягають на породах нижнього карбону. Башкирський ярус представлений глинисто-карбонатними, глинисто-алевролітовими, карбонатними та вуглистими породами. Осадова товща московського ярусу складається з теригенних порід, які ритмічно перешаровуються малопотужними прошарками вугілля і вапняків. Верхній карбон представлений циклічною товщею переважно піщано-глинистих відкладів при незначному вмісті вапняків, доломітів, вугілля та вуглистих сланців. У південно-східній частині западини верхній карбон поділяється на світи за «донбаською схемою» (ісаївську, авіловську, араукаритову) і характеризується чергуванням аргілітів та пісковиків з прошарками алевролітів, вапняків і доломітів. Промислова нафтогазоносність пов'язана з зонами розущільнення в породах різних типів.

У розрізі *пермської системи* в ДДЗ встановлено лише нижній відділ, в якому виділяють *асельський* та *самарський* яруси. Порооди асельського ярусу поділяються на три світи: *картамиську*, *микитівську* та *слов'янську*. Картамиська світа представлена червоноколірними теригенними відкладами, а дві верхні – карбонатно-соленосними, карбонатно-сульфатно-соленосними та теригенними породами. Промислова газонасність пов'язана з карбонатними горизонтами.

Тріасові відклади розповсюджені по всій ДДЗ. Вони поділяються на три відділи: *нижній*, *середній* та *верхній*. У нижньому виділяють *дронівську* та нижню частину *серебрянської* світи, що утворена буро-червоними і світло-коричневими піщано-глинистими породами. Середньотріасовий відділ (верхня частина *серебрянської* світи) являє собою пісковики з прошарками гальки та гравію. Верхньотріасові відклади – це *протопівська* та *новорайська* світи, що представлені грубопіщаними та глинисто-алевритовими породами.

Юрська система представлена середнім та верхнім відділами. Середньоюрські відклади поділяються на *байоський* та *батський* яруси. Байоські відклади – морські глини з прошарками пісковиків, пісків, вапняків-черепашників поширені на всій території ДДЗ. Батський ярус складений глинами з сидеритами, туфогенними морськими пісковиками з прошарками глин, вапняків і бурих залізняків. Серед середньоюрських відкладів виділяють *келовейський*, *оксфордський*, *кімеріджський* та *волжський* яруси. Це чорні та сірі

глини, світло-сірі і глауконітові (зелені) піски з прошарками глин і вапняків-черепашиків. На південь і схід вони поступово заміщуються строкатою, барвистою лагунно-континентальною товщею.

Породи *крейдової* системи, що належать до континентальних фацій нижньої крейди складені переважно піщано-глинистими породами, а морських – піщаними. Верхньокрейдові відклади поділяються на дві зони. У нижній зоні це теригенні (піски, пісковики, галька, гравій), а у верхній – карбонатні (крейда, мергелі) породи.

Палеогенові відклади, що представлені опоками, алевролітами, мергелями, глинами, пісками, пухкими пісковиками, розповсюджені на всій території ДДЗ.

Неогенові породи складають верхні частини розрізів вододілів і пліоценові річкові тераси. В основному, це піски та глини з прошарками вапняків.

Антропогенові (четвертинні) відклади покривають практично всю територію ДДЗ і представлені різноманітними алювіально-елювіальними утвореннями.

Донецька складчаста споруда (ДСС) є південно-східною частиною Дніпровсько-Донецького прогину (палеорифту), що сформувалася як і ДДЗ у кристалічному фундаменті Східноєвропейської платформи між Воронезькою антеклізою на півночі та Українським кристалічним щитом на півдні. Виникнення її пов'язане з герцинськими тектонічними рухами. В процесі геологічного розвитку палеорифт заповнювався теригенно-ефузивними карбонатними вуглистими і галогенними осадовими породами девонського, кам'яновугільного, пермського, тріасового, юрського, крейдового, палеогенового, неогенового і четвертинного віку. Осадовий комплекс порід утворює три структурних поверхи: палеозойський, мезозойський та кайнозойський. Осадова товща інтенсивно розбита розривними порушеннями і зім'ята у складки. Великі і малі лінійні складки, а також чисельні купольні структури протягуються, головним чином, у субширотному (північно-західному) напрямку вздовж зон глибинних розломів. У палеозої внаслідок орогенезу на місці прогину утворилася гірська система, яка потім зруйнувалася внаслідок процесів *пенепленізації* (вирівнювання рельєфу).

У кінці пізньої перми відбулася *заальська* фаза герцинського тектогенезу, в результаті якої утворилося більшість структурних форм регіону. При цьому східну частину Дніпровсько-Донецького палеорифту завдяки гороутворюючим процесам було інверсовано (піднято) і перетворено на Донецьку складчасту споруду. Натомість у його зануреній західній частині утворилася Дніпровсько-Донецька западина.

У Донецькій складчастій споруді основними тектонічними елементами є глибинні регіональні розломи, що розриваючи земну кору, досягають мантиї. Основний структурний розвиток ДСС (як і ДДЗ), відбувався на фоні пізньогерцинської тектонічної активізації. Проте рухи окремих блоків земної кори мали місце і на її платформеному етапі. Це стало визначальним фактором

осадконагромадження і формування структурного плану осадової товщі регіону, в якому глибинні розломи проявляються у вигляді зон розривних порушень з амплітудами від десятків метрів до перших кілометрів, а також лінійних антиклінальних складок та купольних структур. З глибинними розломами пов'язане надходження рудогенеруючих розчинів до верхніх шарів літосфери, міграція вуглеводнів, формування хімічного складу вод глибоких горизонтів, явища неотектоніки та сучасного тепломасоперенесення.

У ДСС виділяються глибинні розломи двох основних напрямків: субмеридіальні та субширотні. Більш давніми є субмеридіальні розломи, що закладені у ранньопротерозойський час. Розломи субширотного, «донецького» напрямку мають палеозойський (герцинський) вік і чітко проявляються в осадовій товщі.

На платформенному етапі палеозойські породи, що сформувалися на розвитку ДСС, характеризуються нагромадженням величезної (до 20 км) товщі *осадових* (теригенно-вулканогенної, карбонатної, вугленосної, червоноколірної та галогенно-карбонатної) формацій. У нижній частині товщі знаходяться породи девонського віку.

Девонські відклади залягають на еродованій поверхні докембрійської магматично-метаморфогенної товщі. Виходи її відомі на півдні ДСС, у зоні її зчленування з Приазовським масивом Українського кристалічного щита.

Стратиграфічно породи девону поділяються на три світи (яруси): миколаївську («білий девон»), долгинську («буристий девон») та роздольненську («сірий девон»). Представлені вони бурими конгломератами та грубозернистими пісковиками, палеобазальтами, вапняками, гравелітами, алевролітами, туфами і лавами основного складу.

Кам'яновугільні відклади залягають як на породах девону, так і на кристалічному фундаменті. Їхня загальна товщина зростає від 4–5 км на північному заході до 12 км на південному сході. Поділяються вони на три відділи, які у свою чергу розчленовуються на яруси. Шари вапняків, вугілля та пісковиків добре прослідковуються по простиранням і відіграють роль маркуючих горизонтів. Відклади *нижнього карбону* (C_1), що представлені карбонатно-теригенними породами (вапняки, доломіти, пісковики, аргіліти) мають товщину до 3200 м.

Відклади *середнього карбону* (C_2), які є основною вугленосною товщею, вміщують більше 100 шарів і прошарків вугілля. В нижній частині розрізу переважають глинисті і піщано-глинисті породи, що вміщують гідротермальне зруденіння Нагольного кряжу (Луганщина) та Микитівки (Донеччина). Загальна товщина порід середнього карбону – 4500 м.

Утворення *верхнього карбону* (C_3) охоплюють майже третину загального розрізу кам'яновугільних відкладів ДСС, маючи товщину близько 3000 м. У верхній частині розрізу збільшується значення строкатих піщано-глинистих порід на фоні зменшення як кількості вапняків, так і загальної вугленосності.

Пермська система представлена, головним чином нижньопермськими відкладами, що поділяються на чотири світи (яруси): картамиську (мідістих пісковиків), микитівську (вапняково-доломітову), слов'янську та краматорську (соленосні), з якими пов'язані великі родовища кам'яної солі (Артемівське, Словянське та ін.).

Мезозойські породи загальною товщиною до 1000 м залягають на розмитій поверхні палеозойських товщ. Найширше розповсюдження вони мають у західній, північно-західній та східній частинах ДСС.

Триасова система представлена пісковиками, конгломератами, строкатими глинами, вапняками, бурими залізяками, сидеритами, лінзами вугілля загальною товщиною до 500 м. Розломи субширотного «донецького» напрямку мають палеозойський (герцинський) вік і чітко проявляються в осадовій товщі.

Юрська система, породи якої мають товщину до 350 м, розчленовується на три відділи: *нижню юру*, (монтморилонітові глини з прошарками сидеритів та глинистих вапняків, місцями – базальні конгломерати, бурі залізяки та грубозерністі пісковики); *середню юру* (піщані глини, вапняки, слюдисті та глауконітові пісковики, алевроліти, залізисті пісковики) та *верхню юру* (алювіальні піски, лінзи бурого вугілля, мілководні вапняки і пісковики, оолітові і кременисті вапняки).

Крейдова система. Породи цієї системи досягають товщини 650 м. Представлені вони континентальними пісками, глинами і пухкими вуглистими пісковиками, кварц-глауконітовими пісками, піщаними мергелями та товщами білої крейди.

Кайнозойські відклади представлені головним чином пісками та глинами, які залягають на розмитій поверхні палеозою та мезозою.

Палеогенові осадки, що відсутні у центральній частині Донбасу, досягають максимальної товщини (до 950 м) у північно-західній частині ДСС, заповнюючи соляні надштокові депресійні воронки та міжкупольні прогини. Тут до них приурочені промислові родовища бурого вугілля.

Неогенові відклади найповніше представлені у південній частині Донецького прогину, де окрім пісків і глин зустрічаються вапняки. Загальна товщина неогенових порід – 50–70 м.

Антропогенові (четвертинні) осадки розповсюджені повсюдно і представлені алювіально-елювіальними утвореннями товщиною від 1 до 40 м.

Причорноморська западина є субширотною синеклізою блокової будови, що заповнена осадовими породами мезозойсько-кайнозойського віку, товщина яких зростає у південно-східному напрямку (до 6–7 км у районі Сиваша). Під осадовими породами западини залягають платформені відклади палеозою та докембрійські породи фундаменту Східноєвропейської платформи. Западина поділена локальними синкліналями та антикліналями на декілька блоків, один з яких, Сивашський вал, утворює Перекопський перешийок і поділяє Причорноморську западину на власне Причорноморську та Азово-Кубанську западини (депресії).

Геоструктурно на території Причорноморської западини виокремлюються південний схил докембрійської платформи (Український щит) та елементи складчастих споруд Добруджи. Формування западини почалося з кінця ранньокрейдяного часу (близько 110 млн років тому). У будові земної кори в межах Причорноморської западини прослідковуються три структурних поверхи (нижній, середній та верхній), які мають різну геологічну будову. Нижнім поверхом є кристалічний фундамент південних схилів Українського щита. Два верхніх поверхи представляють різновіковий осадовий чохол товщиною від 300–400 м.

Границі Причорноморської западини визначаються умовно. На півночі – це схил Українського щита, що у рельєфі відбивається Придніпровською височиною; на сході – палеозойська Скіфська плита; на заході – складчасті споруди Добруджи (Фрунзенсько-Арцизький розлом вздовж долини р. Прут); на півдні – шельфова зона Чорного моря.

Причорноморська западина виникла внаслідок довготривалого занурення південних схилів Українського щита, яке інтенсивно відбувалося у пізньому мезозої – кайнозої. Розломи широтного та меридіального напрямків обумовили блокову будову кристалічного фундаменту. Морфоструктурні блоки досить чітко відбиваються у сучасному рельєфі у вигляді височин та западин.

Причорноморську синеклізу заповнюють палеозойські, мезозойські та кайнозойські відклади. Палеозой, що відомий лише у північно-західній частині западини, сягає товщини близько 1000 м і представлений пісковиками, сланцями та гравелітами силурійського віку. Мезозойські відклади в межах Причорноморської синеклізи відомі лише в окремих місцях. До юрських відкладів умовно відносять товщу, яка вміщує рештки деревини в долині р. Молочної. Крейдяні відклади відомі у природних виходах на денну поверхню на північному заході западини (Гуляй-Поле) та на Тарханкутському півострові (Крим). Окрім того, вони виявлені свердловинами поблизу Одеси, Великого Токмака та у деяких інших місцях. Крейдові відклади представлені крейдою, мергелями та глауконітовими пісками товщиною більше 400 м.

Кайнозойські породи дуже широко розвинуті у западині. Це комплекси пісків і глин еоцену та піщано-глинистих відкладів олігоцену товщиною до 100 м кожний. Неогенові осадки представлені піщано-вапняковою товщею (чокракського, караганського і конського горизонтів) загальною товщиною 50–60 м. Верхній міоцен представлений сарматським та міотичним ярусами. Відклади сарматського ярусу (чорні глини та піщано-глинисто-вапнякові породи) сягають товщини 140 м. Міотичні осадки складаються вапняками, пісками та глинами. Відклади четвертинного віку – бурі глини, леси, суглинки мають загальну товщину до 20 м.

Причорноморська западина є важливою нафтогазоносною провінцією України, з якою пов'язані стратегічні плани енергозабезпечення держави.

Волино-Подільська плита це геологічна структура, що утворилася в межах Волино-Подільського блоку – західної зануреної частини Українського

щита. Простягається від Прип'яті до Дністра і відокремлюється від УКЩ глибинним розломом. Складається з окремих блоків нижчого рангу. Від суміжних геоструктур відрізняється за віком, складом, ступенем метаморфізму кристалічних порід та структурними формами.

Фундамент її сформовано з магматичних і метаморфічних гірських порід архейського та ранньопротерозойського віку, розчленованих на окремі фрагменти. Структурно плита поділяється на моноклінальний схил Українського щита і палеозойський прогин – Галицько-Волинську синеклізу, в межах якої фундамент залягає на глибині 7000 м.

За геоморфологічними ознаками в межах Волино-Подільської плити виділяються Волинська і Подільська височини, Подільська низовина і пасмо горбистих піднять – Розточчя.

Найдавніші породи – метаморфічні гнейси та кристалічні сланці які асоціюють із породами архейського інтрузивного комплексу. Присутні і нижньопротерозойські породи: гнейси, кристалічні сланці та метавулканіти, що гранітізовані інтрузіями різного складу, а також граніти, габро та анортозити.

Скіфська плита – молода платформа в межах Середземноморського геосинклінального поясу у південно-західній частині Європи. Знаходиться на півдні України і охоплює центральну частину Кримського півострова і шельф Чорного та Азовського морів. Фундамент плити сформувався протягом байкальсько-кіммерійського тектонічного етапу і складений розбитими розломами вулканогенно-осадовими відкладами геосинклінального формування. Осадочний чохол утворювався нерівномірно, починаючи з пізнього протерозою. Представлений він слабо дислокованими платформенними породами. З середини-кінця крейдового періоду на більшій частині Скіфської плити відновилися геосинклінальні умови, що дало початок виникненню найновішої Азово-Чорноморської геосинклінальної системи.

Львівська западина – геосинклінальний прогин, що знаходиться на лівобережжі України, розтинаючи її з півночі на південний схід.

Львівська западина (Львівський палеозойський прогин) – геологічна структура у межах Волинської, Львівської, Івано-Франківської, Чернівецької та Тернопільської областей. Складена породами кристалічного фундаменту, який занурюється в західному напрямі на 160–7000 м, відкладами рифею-венду (пісковики, аргіліти, базальти, туфи загальною товщиною 1000–1200 м), нижнього палеозою (пісковики, аргіліти, вапняки – до 2000 м), девону (вапняки, пісковики, мер-гелі – до 1700 м), карбону (пісковики, аргіліти, вугілля кам'яне – до 1200 м). У палеозойській товщі прогину виділяють зону дислокацій, що перекриває давніші (байкальські) структури Західноєвропейської платформи та моноклінальну частину, що розташована на західному краї Волино-Подільської монокліналі. Серед четвертинних відкладів переважають леси. У рельєфі прогину виділяють Волинську та Подільську височини. З карбовими відкладами западини пов'язаний Львівсько-Волинський кам'яновугільний

басейн, а також родовища вуглеводнів Прикарпатської нафтогазоносною провінції.

Гірські споруди Карпат, Криму та Добруджи. Вони входять до тектонічно-активного *Альпійського (Серидиземноморського) геосинклінального складчастого поясу*, що сформувався з байкальських, каледонських, герцинських, кіммерійських і альпійських орогенних утворень.

Карпати. Гірська система на сході центральної Європи, що знаходиться на території *України, Угорщини, Польщі, Чехії, Словаччини і Румунії*. В Україні Карпати займають територію Львівської, Івано-Франківської, Черновицької (Передкарпаття) та Закарпатської областей.

Карпатська гірська система, що має ширину до 430 км простягається на 1500 км. В Україні при ширині 100–110 км вона має довжину 250 км. Це один з *найголовніших вододілів Європи* між Балтійським і Чорним морями. Виділяються Західні, Східні (частина яких – українська) та Південні Карпати, Бескиди, Західні Румунські гори і Трансільванське плато. Висоти гір в середньому не перевищують 800–1200 м, а найвища гора – Герлаховскі-Штіт сягає 2655 м (Татри, Західні Карпати). В Україні найвищою вершиною є гора Говерла – 2061 м.

Карпати утворюють північно-східну гілку Альпійської складчастої геосинклінальної області Європи. Виділяються великі структурні елементи північно-західного – південно-східного простягання: *Передкарпатський прогин, Зовнішні* (Флішеві або Складчасті Карпати) та *Внутрішні Карпати і Закарпатський прогин*.

Передкарпатський передовий прогин – геологічна структура, що простягається вздовж смуги зчленування гірської споруди Карпат зі Східно-Європейською та Скіфською платформами протяжністю більше 1700 км (в межах України – 300 км) і шириною до 75 км. У прогині, заповненому неогеновими та четвертинними моласовими відкладами, виділяються *три зони*: Зовнішня (Більче-Волинська), Центральна (Самбірська) та Внутрішня (Бориславо-Покутська). Дві останні часто об'єднуються в одну – Внутрішню зону. Внутрішня зона, що закладена на геосинклінальній флішевій основі, прогиналася на початковому орогенному етапі розвитку (міоцен) з накопиченням нижніх, а потім і верхніх моласів. Зона є складно дислокованою у «лускаті» складки, які розділені похилими насувами. Центральна зона, сформована у ранньому міоцені, теж має складну внутрішню структуру. У сучасному вигляді Внутрішня і Центральна зони – це рухливі *алохтонні* (привнесені зовні) геосинклінальні покрови, насунуті на *автохтонну* (утворенну на місці) стабільну, зовнішню зону, що була сформована у ранньому міоцені на платформеній основі. Доміоценовий фундамент Зовнішньої зони занурюється у бік Карпат. У тому ж напрямку зростає і товщина вулканогенно-осадових відкладів.

Зовнішні Карпати складені потужною товщею (більше 4–5 км) крейдових і палеогенових осадків, що утворюють систему лінійних, розірваних насувами,

лускатих складок (скиб), які перекинуті і насунуті на Передкарпатський прогин з амплітудою більше 20 км. Зовнішні Карпати є *типовою міогеосинкліналлю*, розчленованою на окремі структурно-фаціальні (тектонічні) зони. Фундамент зовнішніх Карпат представлений корою перехідного та океанічного типів, релікти якої (виходи лав порфіритів, сплітів, їхніх туфів) складають масиви у прирозломних шовних зонах. Основною фазою складчастості є передміоценова (ранньонеогенова). Зовнішні і Внутрішні Карпати розділені глибинним насувом, що утворює Марморошські та Пекінські Бескиди.

У *Внутрішніх Карпатах* на території України виділяють *Марморошський кристалічний масив* і *зону Підгаля*. Перший складається з пакету покровів метаморфічних порід докембрію, середнього і верхнього палеозою і мезозою, що сформовані у середньокрейдовий час. Мінімальні амплітуди зміщень – 12–15 км. Загальний напрямок руху літосферних мас – від Внутрішніх Карпат до Зовнішніх.

Закарпатський внутрішній прогин складений вулканогенно-осадовими породами неогену. У ньому виділяють *Солотвинську (Верхньотисенську) і Чоп-Мукачівську западини та Вигорлат-Гутинську вулканічну грядку*. У Солотвинській западині, з надр якої видобувається кам'яна сіль, розвинуті солянокупольні (діапірові) структури. Закарпатський прогин з заходу відокремлений від Панонської западини Припанонським глибинним розломом (зоною Березовської вулканічної пагорбковості). Вздовж внутрішнього краю Карпатської дуги проходить найкрутіший у Європі Внутрішньокарпатський вулканічний пояс, що охоплює Чоп-Мукачівську та внутрішній край Солотвинської западини. Вулканічний пояс розвивався багатофазово (з раннього міоцену до пліоцену включно), поступово мігруючи від краю масиву у бік флішових Карпат. Процеси все молодшого вулканізму відбувалися у напрямку з північного заходу на південний схід, вздовж усього вулканічного поясу. Головні центри кайнозойських вивержень знаходяться в зонах поздовжніх глибинних розломів.

Кримські гори. Гірська система на півдні Кримського півострова. Простягається на 180 км з південного заходу на південний схід. Ширина гірської смуги до 60 км. У рельєфі чітко виділяються три майже паралельних гряди з крутими північними схилами: *Головна, Внутрішня і Зовнішня*. Висоти гір – 700–1200 м. Максимальна висота – 1545 м (г. Роман-Кош).

Кримські гори – складчасто-брилова тектонічна структура, що є частиною Середиземноморського (Альпійського) рухливого поясу. Межі цієї споруди визначаються *глибинними розломами*. Виділяють ядро та північно-західне і південне крила структури. В будові ядра беруть участь дислоковані верхньотріасові та нижньоюрські глинисті сланці і пісковики (фліш), що неузгоджено перекриті похилоскладчастими, тектонічно деформованими молодшими породами крейди та кайнозою. З рифових вапняків сформована Головна гряда, основними структурними елементами якої є Південнобережне, Балаклавське, Туацьке, Качинське антиклінальні підняття та Західно-Кримська,

Східно-Кримська і Судакська синклінальні зони. Ці споруди ускладнені численними розривними порушеннями скидового, зсувного та насувного характеру. В будові північного крила беруть участь верхньокрейдові палеогенові, неогенові, місцями – нижньокрейдові породи: вапняки, крейда, мергелі, що залягають моноклінально. Формування Кримської складчасто-брилової споруди почалося у мезозої, в процесі *кіммерійської складчастості*. Процес супроводжувався інтенсивною вулканічною діяльністю. На кінець ранньої крейди на місці сучасних *Кримських гір* виникло єдине велике підняття, яке до кінця *палеогену* було розмите та вирівняне (пеніпленізоване). На початку неогену *кіммерійська* складчаста споруда під впливом альпійських гороутворюючих процесів піднялася на висоту 1500 м і більше та перетворилася на сучасну гірську споруду.

Добруджи – складова карпатської складчастої системи у пониззі Дунаю. Частина її знаходиться в межах території України – на південному заході Одещини. Утворилася в результаті двох тектонічних циклів, які відповідно мали місце протягом *байкальсько-герцинського* та *кіммерійського* тектонічних етапів розвитку Скіфської плити. В середині *альпійської* епохи тут відбуваються слабкі гороутворюючі процеси, внаслідок яких і сформувалися невисокі (десятки і перші сотні метрів) гори. Як Карпати та Кримські гори, масив Добруджи, основна частина якого – на території Румунії, входить до складу Середземноморського рухливого поясу.

3.2. Нафтогазоносні провінції України

3.2.1. Карпатська нафтогазоносна провінція

Провінція охоплює території Львівської, Івано-Франківської, Чернівецької і Закарпатської областей.

Геотектонічно вона належить до Передкарпатського передового прогину, гірсько-складчастих споруд Східних (Українських) Карпат і Закарпатського внутрішнього прогину. У кожному з цих крупних структурних елементів знаходяться відповідні нафтогазоносні області: Передкарпатська, Складчастих Карпат і Закарпатська (рис. 3.2).

Передкарпатська нафтогазоносна область відповідає однойменному передовому прогину, який займає проміжне положення між Волино-Подільською плитою Східноєвропейської платформи і Карпатською складчастою спорудою. В межах України прогин простягається з північного заходу на південний схід на відстань близько 300 км за ширини 40-60 км.

Глибина залягання каледонського і рифейського фундаменту прогину змінюється від 1-2 км у прибортових до 10-12 км в Осьових частинах прогину. Він поділяється на дві структурно-тектонічні зони: Внутрішню (Бориславсько-Покутську) і Зовнішню (Більче-Волицьку). Внутрішня зона прогину насунута на Зовнішню зону з південного заходу на північний схід.

Максимальна амплітуда цього насуву, відомого в літературі під назвою Стебницького, сягає 15-20 км. У свою чергу на Внутрішню зону прогину (по Береговому насуву за горизонтальним зміщенням до 25 км) далеко насунута Скибова зона Складчастих Карпат.

Для Передкарпатської нафтогазоносної області виявлено досить чітку закономірність розміщення нафтових і газових родовищ. У Зовнішній зоні зосереджені переважно газові родовища, у Внутрішній - нафтові і нафтобазоконденсатні.

Більче-Волицька зона газонакопичення знаходиться у Зовнішній зоні прогину, яка відділяється від давньої Східноєвропейської платформи системою регіональних східчастих скидів. Північно-західна частина Зовнішньої зони характеризується наявністю потужних піщано-глинистих відкладів бадену (тортону) і сармату товщиною до 4000-4500 м. Саме з цією частиною зони пов'язані більшість газових родовищ Передкарпатської нафтогазоносної області.

Регіонально газоносними є неогенові, крейдові та юрські комплекси порід. Поклади газу пов'язані з піщаними колекторами міоценового і пізньокрейдного віку, а також з вапняками пізньої юри. В юрських відкладах виявлено нафтові поклади на Коханівському, Судово-Вишнянському і Никловицькому родовищах, газоконденсатні - на Рудківському родовищі. У відкладах крейди відомі родовища газу Угерське, Більче-Волицьке, Мединицьке та ін. Колекторами є пісковики, пористість яких становить 18-23 %. Глибина залягання покладів коливається від 500 до 1500 м, їх висота - від

декількох десятків метрів до 200 м. Абсолютний вільний дебіт газу до 7 млн. м³/добу.

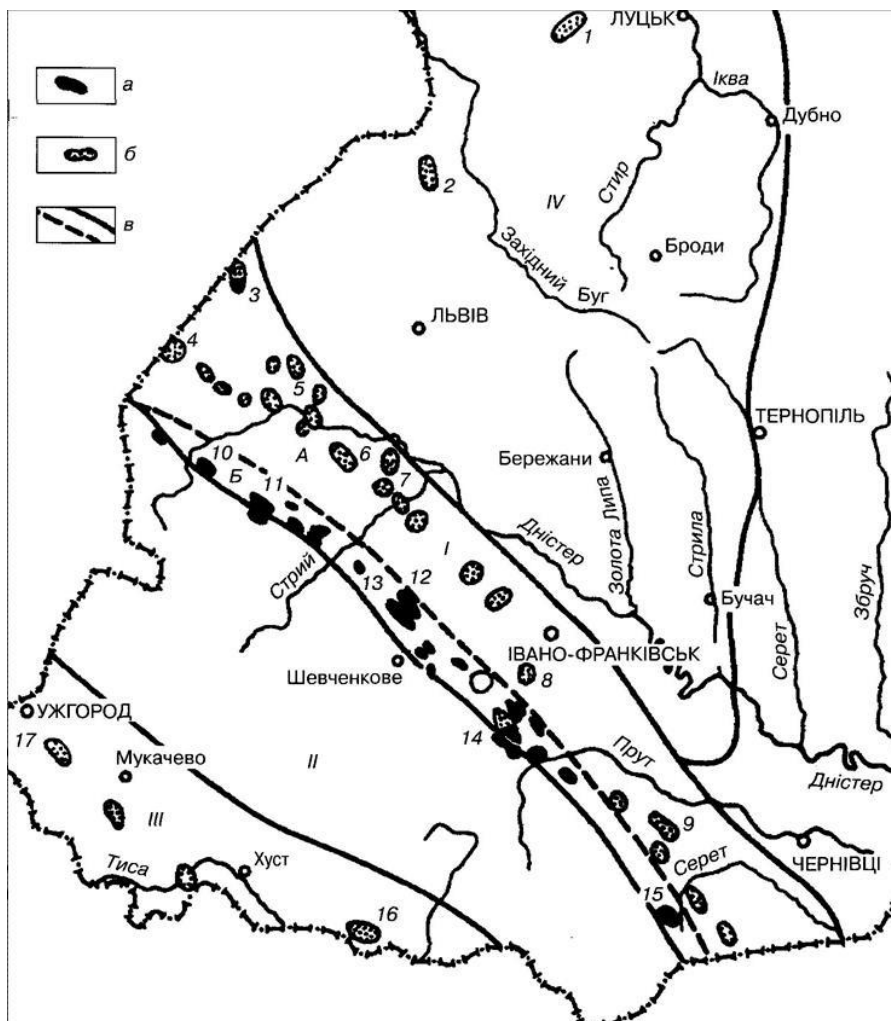


Рис. 3.2. Карпатська нафтогазоносна провінція і Волино-Подільська нафтогазоносна область:

Родовища: а - нафтові, б - газові, в - межі нафтогазоносіх провінцій і областей;

нафтогазоносні області: I - Передкарпатська (А - Більче-Волицька газонафтоносна зона, Б - Бориславсько-Покутська газонафтоносна зона), II - Складчастих Карпат, III - Закарпатська, IV - Волино-Подільська;

родовища: 1 - Локачівське, 2 - Великомоствське, 3 - Східнокоханівсько-Свідницьке, 4 - Хідновицьке, 5 - Рудківське, 6 - Опарське, 7 - Більче-Волицьке, 8 - Богородчанське, 9 - Косівське, 10 - Старосамбірське, 11 - Бориславське, 12 - Північнодолинське, 13 - Долинське, 14 - Битків-Бабченське, 15 - Лопушнянське, 16 - Солотвинське, 17 - Русько-Комарівське.

У розрізі переважно глинистих порід гелветського, баденського і сарматського ярусів виділено значну кількість піщаних прошарків і лінз, до

яких приурочені численні газові поклади (родовища Хідновичі, Пиняни, Садковичі, Дашавське, Угерське, Більче-Волицьке та ін.).

Бориславсько-Покутська нафтогазоносна зона знаходиться у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину, яка являє собою великий похований синклінорій з глибоко зануреним фундаментом (до 10-18 км).

Геологічний розріз Внутрішньої зони прогину складений відкладами карпатського крейдово-палеогенового флішу і нижньоміоценовим моласово-соленосним комплексом порід, які сильно дислоковані й утворюють значну кількість антиклінальних складок, розбитих тектонічними порушеннями.

Внутрішня зона прогину складається із двох самостійних частин (підзон) - Самбірської і Бориславсько-Покутської.

Бориславсько-Покутський покрив, з яким пов'язана основна газонафтоносність, є західним внутрішнім елементом Передкарпатського прогину. Він складений переважно палеогеновими і верхньокрейдовими породами, перекритим міоценовими мол асами, зім'ятими у складки. З антиклінальними складками пов'язані нафтові і нафтогазові родовища. Основна кількість покладів міститься в інтервалі глибин 1500-3500 м, однак окремі з них встановлені на глибині 4500-5700 м (Південностинавське, Мельничинське, Соколовецьке, Новосілківське родовища).

У межах Внутрішньої зони розвідано 33 родовища нафти і газу. Нафтогазоносною є практично вся крейдово-палеогенова товща, складена теригенним флішем. Основні газонафтові поклади пов'язані з менілітовою світою олігоцену та вигодською світою еоцену.

Відомі газонафтові родовища (Старосамбірське, Блажівське, Страшевицьке, Бориславське, Стинавське, Семигинівське, Долинське, Північнодолинське, Струтинське, Битків-Бабченське, Пасічнянське, Гвіздецьке, Пнівське, Микуличинське тощо) розміщуються в зоні поздовжнього Передкарпатського розлому. Друга поздовжня смуга родовищ, менших за запасами, простягається південно-західніше від першої на відстані 20-30 км (Південномонастирецьке, Новосхідницьке, Витвицьке, Бистрицьке, Довбушанське та ін.). Поклади нафти і газу - пластові склепінні, тектонічно екрановані. Зональний розподіл колекторів (лінійно витягнуті смуги пісковиків) обумовлює наявність літологічно обмежених покладів нафти і газу, колекторами яких є дрібно- і середньозернисті кварцові пісковики, які відзначаються низькими ємнісно-фільтраційними властивостями. У розрізі крейдових і палеогенових порід, окрім порових, розвинуті тріщинно-порові колектори.

Новим районом наросування запасів нафти є південно-східна частина піднасуву Покутсько-Буковинських Карпат, де у 1984 р. було відкрито Лопушнянське нафтове родовище у палеоген-крейдово-юрських відкладах з дебітами нафти до 300 м³/добу.

Максимальні запаси нафти і конденсату в Передкарпатському прогині (понад 80 %) виявлені на площах, що прилягають до трьох найбільших тек

тонічних вузлів (Долинського, Надвірнянського і Бориславського). Вони утворені відповідним взаємним перетином Передкарпатського глибинного розлому з Краковецько-Верховинським, Шопуркинсько-Надвірнянсько-Монастирським і Ужгород-Монастирським глибинними розломами. У центрі таких тектонічних вузлів розміщуються найбільші родовища – Долинське, Битків-Бабченське і Бориславське. В їх межах нафтогазоносність охоплює найбільший стратиграфічний діапазон.

Нафтогазоносна область Складчастих Карпат з північного сходу на південний захід охоплює зони Скибову, Кросно, Чорногорську, Дуклянську, Паркулецьку, Рахівську, Магурську, Мармароську і Пенінську, Мармароський масив і зону Підгалля. Всі вони є покривами, за винятком зон Кросно і Підгалля. Найхарактерніша структурна особливість покривів - наявність дуже вузьких паралельних, але протяжних лусок-монокліналей, що відділені одна від одної насупами другого порядку.

Видобуток нафти і газу в області незначний. Тут виявлено понад 10 родовищ нафти. Поклади знаходяться у відкладах флішу верхньої крейди, еоцену, в менілітовій і головецькій світах олігоцену Скибової і Кросненської зон. Глибина залягання – від перших сотень метрів до 4600 м. Початкові дебіти нафти не перевищували 20 т/добу, а з часом стабілізувалися у межах 100-200 кг/добу. З ямненськими пісковиками пов'язані Стрільбицьке родовище і один з нафтових покладів Битків-Бабченського родовища.

Закарпатська газоносна область належить до однойменного внутрішнього неогенового прогину, обмеженого на північному сході Закарпатським, а на південному заході - Припаннонським глибинними розломами. Донеогенова основа Закарпатського прогину має блоково-складчасту структуру. Вона сформована осадовими та вулканогенними утвореннями палеогену, крейди, юри, тріасу і, ймовірно, метаморфізованими породами палеозою. Потужний (понад 3 км) комплекс неогенових молас дислокований у пологі складки.

У неогеновому структурно-тектонічному поверсі прогину виявлено чотири газові родовища: три з них - у Мукачівській (Русько-Комарівське, Станівське, Королівське) і одне у Солотвинській (Солотвинське) западинах. Відкрито також промислове скупчення вуглекислого газу в сарматських відкладах на Мартівській площі.

Всі відкриті родовища вуглеводнів і скупчення вуглекислого газу приурочені до зони розвитку Центральнотракарпатського поздовжнього розлому.

Волино-Подільська перспективна нафтогазоносна область є складовою частиною Західного нафтогазоносного регіону країни. В її межах виділяють Львівський палеозойський прогин, Стрийський юрський прогин і Львівську крейдову западину.

Товщина палеозойських відкладів у межах Львівського прогину перевищує 5 км, поступово зменшуючись у східному та південно-східному

напрямках. Вони зім'яті в пологі складки північно-західного простягання. Максимальна дислокованість спостерігається на південному заході прогину вздовж лінії Львів – Жовква - Угнів. На північно-східній перикліналі Львівського прогину виявлене Локачівське, а на крайній північно-західній структурі - Великомоствіське газові родовища.

Важлива роль у формуванні покладів вуглеводнів на території Волино-Поділля належить розломній тектоніці.

Загалом у Західному регіоні налічується 85 родовищ нафти і газу. Початкові ресурси регіону - 1,75 млрд т умовного палива, або 21 % усіх ресурсів України.

Одним з ефективних напрямів збільшення видобутку нафти і газу є освоєння перспективних районів, зокрема Передкарпатського прогину. Саме з ним пов'язують найбільші нерозвідані ресурси нафти і газу - 826,3 млн т. Водночас у Складчастих Карпатах прогнозують 160,9 млн .т; на Волино-Поділлі - 99,8; на Закарпатті - 86,8 млн т умовного палива.

Основні напрями геологорозвідувальних робіт у Передкарпатському прогині - пошуки та розвідка покладів нафти і газу в палеогенових відкладах Бориславсько-Покутської зони на глибині 5-7 км і у крейдових та юрських відкладах платформної основи під насувом Покутсько-Буковинських Карпат на глибині 4,5-7 км. Окрім того, надається значна увага оцінці перспектив нафтогазоносності палеогенових і нижньокрейдових відкладів Скибової зони і зони Кросно Складчастих Карпат (на глибині до 3-5 км). Продовжуються пошуки покладів газу в крейдово-палеогенових і неогенових відкладах Закарпатського прогину (на глибині від 1,5 до 3,5 км) та в девонських відкладах бортової частини Волино-Подільської плити.

3.2.2. Дніпровсько-Прип'ятська нафтогазоносна провінція

Провінція тектонічно приурочена до Прип'ятсько-Дніпровсько-Донецького авлакогену Східноєвропейської платформи. Адміністративно вона розміщується на територіях Гомельської, Могилевської і Мінської областей Білорусі та Чернігівської, Полтавської, Харківської, Сумської, Дніпропетровської, Донецької і Луганської областей України, а також займає частину Ростовської області Російської Федерації. Загальна площа провінції 100 тис. км².

У складі провінції виділено Дніпровсько-Донецьку і Прип'ятську нафтогазоносні області.

Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна область приурочена до однойменної тектонічної западини. ДДЗ має північно-західне простягання завдовжки до 950 км за ширини 100-150 км і є авлакогеном блокової будови. Авлакоген обмежений регіональними розломами, що простежуються з північного заходу на південний схід за межі її території. За тектонічною схемою в її межах відокремлюються північний і південний борти (схили

Воронезького кристалічного масиву та Українського щита) й Дніпровський грабен. Останній на заході через Брагинсько-Лоевську сідловину межує із Прип'ятським грабеном, а на сході по шовному з'єднанню - із Донбасом. Дніпровський грабен має структуру складної будови, в якій відбиваються поздовжні та поперечні тектонічні елементи. Поздовжніми є північна і південна прибортові зони, які характеризуються субмо-ноклінальним заляганням порід, та центральна (осьова) зона, у межах якої розвинуті найбільші вали і депресії.

У геологічному розрізі ДДЗ виділяють складчасту основу і платформний покрив. Останній представлений девонськими, кам'яновугільними, пермськими, тріасовими, юрськими, крейдовими, палеогеновими, неогеновими і четвертинними відкладами. За даними геолого-геофізичних досліджень, у південно-східній частині ДДЗ прогнозується розвиток рифейських і, можливо, нижньопалеозойських утворень. У літологічному відношенні розріз западини складають переважно теригенні породи. Крім того, тут розвинуті три соленосні товщі (нижньо-пермська, фаменська, франська), дві ефузивні в девоні, а також карбонатні - у верхній крейді, нижньобашкирському, нижньовізейському і турнейському ярусах. Сумарна товщина відкладів змінюється від 1 до 16 км. Характерною особливістю будови Дніпровського грабена є розвиток солянокупольної тектоніки, що обумовило формування локальних структур.

Кристалічний фундамент прогину складений гнейсами різного петрографічного складу, амфіболітами, кристалічними сланцями, гранітами, а також комплексом основних і ультраосновних порід архейського та протерозойського віку, стратиграфічні й структурні взаємовідношення яких здебільшого не виявлені.

На цей час у межах ДДЗ відкрито понад 202 родовища, зокрема 20 газових, 28 нафтових, 6 газонафтових та 99 газоконденсатних, у яких запаси газу становлять близько 74 %, нафти - майже 19 і конденсату - приблизно 7 %. Установлено, що продуктивними осадовими комплексами регіональної нафтогазоносності є турнейсько-нижньовізейський і верхньо-візейсько-серпуховський; локальної - тріас-юрський; субрегіонально-локальної - нижньопермсько-верхньокам'яновугільний, середньокам'янову-гільний і субрегіональної - девонський. Основні поклади вуглеводнів у западині приурочені до кам'яновугільних і нижньопермських відкладів. Глибина залягання продуктивних комплексів змінюється від 400 до 6300 м. Регіональними покришками є глинисто-сульфатні і соленосні відклади франського ярусу, соленосні товщі верхнього фамену, глинисті породи башкирського і московського ярусів, глинисті та соленосні відклади пермі, глини верхнього тріасу і байосу-бату.

Колекторами слугують пісковики, алевроліти, гравеліти, тріщинуваті й кавернозні хемогенні відклади, а в деяких випадках і тріщинуваті породи кристалічного фундаменту западини. Відкрита пористість колекторів - від 1-3

до 30 %, інколи більше. Проникність значною мірою залежить від тріщинуватості і змінюється від 0,0001 до 3 мкм².

Поклади нафти і газу приурочені до локальних структур переважно блокової і солянокупольної природи. Розмір структур від 2х3 до 15х40 км, їх амплітуди - від 50 до 1000 м.

На сучасному рівні вивченості перспективні території западини поділяють на 14 нафтогазоносних районів, в яких можна виділити 32 зони нафтогазонагромадження (рис. 3.3).

Уздовж приосьової зони ДДЗ із північного заходу на південний схід виділено шість районів (Монастирищенсько-Софіївський нафтоносний, Срібненський нафтогазоносний, Глинсько-Солохівський газонафтоносний, Машівсько-Шебелинський газонаосний, Співаківський газонаосний і Кальміус-Бахмутський перспективний), у північній прибортовій частині - два райони (Анастасіївсько-Рибальський нафтогазоносний і Рябухінсько-Північноголубівський).

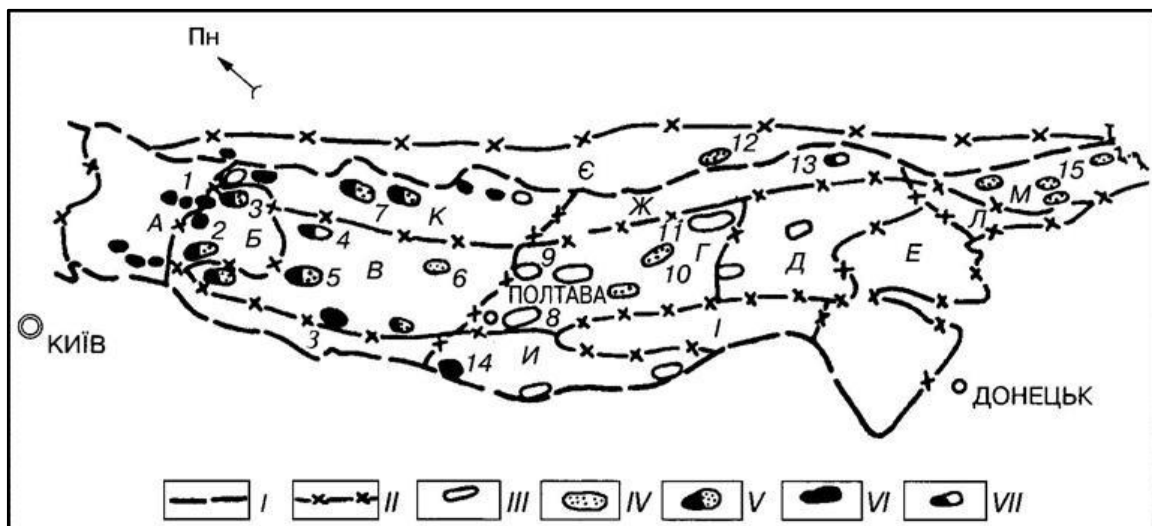


Рис. 3.3. Схема нафтогазогеологічного районування
Дніпровсько-Донецької западини.

I - крайові розломи;

II - межі нафтогазоносних районів: А - Монастирищенсько-Софіївський, Б - Срібненський, В - Глинсько-Солохівський, Г - Машівсько-Шебелинський, Д - Співаківський, Е - Кальміус-Бахмутський, Є - Північного борту, Ж - Рябухінсько-Північноголубівський, З - Антонівсько-Білоцерківський, И - Руденківсько-Пролетарський, К - Октябрсько-Лозовський, Л - Анастасіївсько-Рибальський, М - Лисичанський, Н - Красноріцький;

III - перспективні площі;

IV - газові родовища;

V - нафтогазові родовища; газонафтові родовища;

VI - нафтові родовища;

VII - газоконденсатні, нафтогазоконденсатні родовища;

родовища (цифри на карті): 1 - Ярошівське, 2 - Леляківське, 3 - Талалаївське, 4 - Глинсько-Розбишівське, 5 - Яблунівське, 6 - Солохівське, 8 - Машівське, 9 - Західнохрещищенське,

10 - Єфремівське, 11 - Шебелинське, 12 - Коробочкинське; 13 - Дружелюбівське, 14 - Зачепилівське; 15 - Ольхівське

Уздовж усього північного борту западини вузькою смугою простягається один нафтогазоносний район - Північного борту. У південній прибортовій зоні виділено три райони (Антонівсько-Білоцерківський перспективний, Руденківсько-Пролетарський газонафтоносний і Октябрсько-Лозовський перспективний), на північних окраїнах Донбасу - два (Красноріцький газонасний і Лисичанський перспективний).

У північно-західній частині ДДЗ (Чернігівська і частково Сумська області) родовища вуглеводнів, серед яких переважають нафтові, представлені пластовими склепінними покладами (Монастирищенське родовище); трапляються пластові склепінні, тектонічно екранові поклади (Прилуцьке родовище), а також масивно-пластові (Глинсько-Розбишівське родовище). У центральній частині ДДЗ (Полтавська і північ Харківської області), де поклади переважно газоконденсатні, поширені поклади вуглеводнів таких типів: пластові склепінні, тектонічно екрановані (Солохівське родовище); масивно-пластові (Шебелинське родовище); масивно-пластові, екрановані соляними масивами і тектонічними порушеннями (Єфремівське і Західнохрещищенське родовища).

У південно-східній частині ДДЗ (південний схід Харківської і північний схід Донецької областей), де переважають газові поклади, поширені тектонічно екрановані і масивно-пластові поклади (Співаківське і Червонопопівське родовища).

Подальші перспективи нафтогазоносності ДДЗ пов'язують переважно з нижньокам'яновугільними відкладами, де сконцентрована більшість нерозвіданих ресурсів вуглеводнів.

Перспективи нафтогазоносності девонського комплексу великі. За розмірами нерозвіданих ресурсів він поступається тільки нижньокам'яновугільному комплексу. Ступінь розвіданості його незначний.

Шебелинське газове родовище, що належало за запасами до гігантських, знаходиться на території Харківської області і приурочене до найглибшої південно-східної частини Дніпровського грабена (рис. 3.4). Відкрите в 1950 р. У тектонічному відношенні воно пов'язане з великою брахіантиклінальною складкою північно-західного простягання. Розмір структури 29х10,5 км по контуру газонасності, який контролюється абсолютною позначкою -2270 м. Амплітуда структури 1160 м. Складка розбита порушеннями на окремі блоки, вертикально зміщені на 80-200 м, основний поздовжній скид має амплітуду до 80 м.

Розкритий геологічний розріз родовища складений породами від кам'яновугільних до четвертинних. Підняття простежується по всіх відкладах, крім палеогенових. Крила складки по палеозойських відкладах досить круті:

південне до 38° , північне до 15° ; амплітуда зменшується в напрямку від давніших до молодших відкладів.

На родовищі виявлено 13 продуктивних горизонтів, які утворюють гідродинамічно єдиний склепінний масивно-пластовий газоконденсатний поклад. Газоносні горизонти приурочені до відкладів нижньої пермі й верхнього карбону. Окрім того, промислові припливи газу одержані із відкладів тріасу. Основний продуктивний горизонт тріасу представлений пісковиком товщиною 6-8 м, який залягає у підшві карбонатної товщі. Пористість пісковика витримана по площі і змінюється від 16 до 20 %, середня проникність становить 0,106 мкм². Найбільш високопродуктивними горизонтами нижньої пермі є п'ять горизонтів світи мідистих пісковиків і нижній ангідритовий горизонт. Їх пористість змінюється від 14 до 37 %, проникність - від 0,001 до 0,019 мкм². Разом з тим спостерігаються сильна тріщинуватість і кавернозність карбонатних порід. Товщина розкритої частини газонасиченого розрізу сягає 1700 м. Газоносні горизонти залягають в інтервалі глибин від 750 до 2400 м. Для родовища характерна наявність над газонасиченими відкладами потужної товщі слабкопроникних соленосних порід ранньопермського віку загальною товщиною 250-800 м, які являють собою добру покрішку.

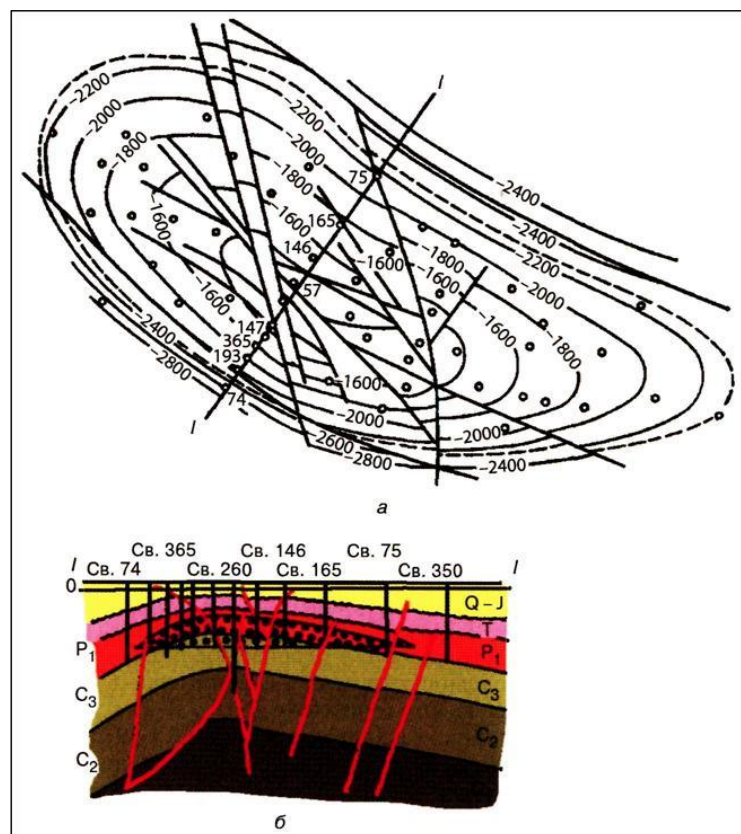


Рис. 3.4. Геологічна модель будови Шебелинського родовища (за М.Г. Ульяновим та ін.):

- а – структурна карта покрівлі горизонту А-6 (нижня перм);
б – геологічний профіль по лінії А-А

Газовий поклад має аномальний пластовий тиск, що значно ускладнює процес буріння свердловин і призводить до аварійних викидів. Початковий пластовий тиск дорівнював 27,9 МПа, який у процесі розробки родовища помітно зменшився. Відповідно зменшувався середній дебіт однієї свердловини від 500 до 46 тис. м³/добу.

Газ за складом метановий, вміст метану досягає 93–94 %, вміст його гомологів – майже 5 %. Крім того, в газі трапляються домішки азоту (приблизно 1 %), вуглекислого газу (0,1 %) і незначна кількість конденсату (до 10 г/м³) густиною 760–770 кг/м³. Вміст сірки в конденсаті близько 0,02 %.

3.2.3. Причорноморсько-Кримська нафтогазоносна провінція

Південний нафтогазоносний регіон охоплює території Автономної Республіки Крим і частково Одеської, Миколаївської, Херсонської, Запорізької та Донецької областей (південна і південно-західна частини Східноєвропейської платформи).

У регіоні відкрито 43 родовища, з них 10 нафтових і 26 газових, 14 родовищ розміщуються у межах акваторій Чорного та Азовського морів. Північну частину Причорноморсько-Кримської провінції займає південна окраїна Східноєвропейської платформи. Вона по поверхні фундаменту являє собою пологу монокліналь, що занурюється у південному напрямку від 2-3 до 6-8 км у центральній частині Каркінітського прогину. По ізогіпсі - 2000 м фіксуються дві монокліналі: на схід від Одеського розлому - Причорноморська, на захід - Молдавська. Осадовий покрив цих монокліналей ускладнений незначною кількістю дрібних піднять.

З півдня край давньої Східноєвропейської платформи облямовується Скіфською плитою з байкальським фундаментом, яка на заході обмежена Одеським розломом, а на півдні - значним порушенням, що відділяє Рівнинний Крим від Гірського.

До зони зчленування Східноєвропейської платформи і Скіфської плити приурочена глибока депресія субширотного простягання, яка заповнена потужною товщею (до 8000 м) переважно мезозойсько-кайнозойських, а місцями і більш давніх товщ. Ця вузька і протяжна структура складається із кількох грабеноподібних прогинів, роз'єднаних субмеридіональними розломами і поперечними перемичками. На крайньому заході розміщується Переддобрудзький палеозойський прогин, у найбільш зануреній частині якого поверхня докембрійського фундаменту залягає на глибині 7000 м. У будові прогину беруть участь відклади рифейського (аркозові пісковики і конгломерати з прошарками аргілітів) і силур-пермського віку (теригенно-

глинисті та карбонатні утворення) загальною товщиною 4500 м, а також теригенно-карбонатна товща тріасу.

На Переддобрудзький палеозойський прогин накладена Молдавська юрська западина, загальне простягання якої збігається з простяганням складчастої споруди Добруджі.

Переддобрудзький прогин на сході по Одеському розлому межує з Каркінітсько-Північнокримським грабеноподібним прогином, який охоплює значну частину північно-західного шельфу Чорного моря, Присивашся і північні райони Рівнинного Криму. Характерною особливістю його структури є асиметрія: південний борт, ускладнений серією субширотних порушень, вузький і майже втричі крутіший від північного. Аналогічна картина спостерігається і в зоні зчленування південного борту Індольського прогину із зануреним східним продовженням складчастої споруди Гірського Криму.

У найбільш прогнутій частині Каламітсько-Північнокримського прогину (Михайлівська депресія, розміщується західніше Тарханкутського півострова) внаслідок вулканізму в альбський час сформувалися осадово-вулканогенні відклади тарханкутської світи товщиною до 400 м.

Палеоценові та еоценові відклади представлені дрібнозернистими глинистими вапняками і мергелями, товщина яких сягає 1700 м. В олігоцені та ранньому міоцені на всій території Причорномор'я і Рівнинного Криму відкладалися піщано-алевролітові глини майкопської світи. Їх товщина змінюється від 900-1100 м у Каркінітсько-Північнокримському до 3000-4000 м в Індольському прогинах.

Розріз середнього і верхнього міоцену та пліоцену представлений піщано-глинистими і карбонатними відкладами. Товщина неоген-четвертинних порід у Західному Причорномор'ї становить 200-700 м, у Каркінітсько-Північнокримському прогині 200-600, в Індольському прогині сягає 1000 м.

На сході Каркінітсько-Північнокримський грабен через перемичку в районі коси Бирючий Острів змінюється Північноазовським грабеном, який являє собою порівняно неглибоку і вузьку, різко асиметричну депресію, розміщену тільки на дорифейській кристалічній основі. Південним обмеженням цього структурного елемента є головне Азовське порушення, в якому північне крило на 300-400 м опущене відносно південного. Прогин заповнений породами крейдового і частково палеогенового віку, їх залягання ускладнюється диз'юнктивними порушеннями амплітудою до кількох сотень метрів, які в майкопських і молодших відкладах не простежуються. З півдня система причорноморських грабенів обмежена зоною виступів, фундамент яких складений складчастими породами рифейського і палеозойського віку. Це Кілійсько-Зміїне і Чорноморське підняття, Центральнокримське мегапідняття (об'єднує Каламітське, Новоселівське та Сімферопольське

підняття) і Азовський вал, який займає всю центральну частину Азовського моря.

Індольський прогин є західною частиною єдиного Індоло-Кубанського прогину і займає південну частину Азовського моря від Темрюцької протоки на сході до південної частини Арабатської Стрілки на заході. Його південну межу на Керченському півострові проводять уздовж Парпацького грабена. Ширина найбільш зануреної частини прогину становить близько 65-70 км, максимальна товщина осадової товщі 15000 м, з яких третина її припадає на відклади майкопської серії. Олігоцен-неогенові відклади південного борту прогину зім'яті в лінійні і брахіформні складки, ускладнені діпірами і грязьовими вулканами. Північний борт западини мало досліджений. У центральній її частині виявлені лише поодинокі підняття (Північнокерченське, Північноказантіпське, Керченське та ін.) амплітудою 50-70 м.

У межах Причорноморсько-Кримської провінції виділяють такі нафтогазоносні області: Переддобрудзьку, Північночорноморсько-Кримську, Азовську, Індольську та Чорноморську перспективну. Всі вони пов'язані відповідно з найбільшими структурно-тектонічними елементами регіону.

Стратиграфічний діапазон нафтогазоносності в Причорноморсько-Кримській провінції охоплює весь комплекс відкладів - від девонських до неогенових включно. Основними продуктивними горизонтами є нижньо-крейдовий і палеогеновий.

Найбільшу кількість газових і газоконденсатних родовищ (близько 20) розвідано у межах Північночорноморсько-Кримської нафтогазоносної області: на суходолі - Задорненське, Глібівське, Карлавське, Джанкойське, Західнооктябрське, Тетянівське та ін.; у межах північно-західного шельфу Чорного моря - Голицинське, Південноголицинське, Шмідта, Штормове, Архангельське, Кримське, Одеське, Безіменне (рис. 3.5).



Рис. 3.7. Схема нафтогазоносності північно-західної частини Чорного моря, Криму та Азовського моря:

- 1 - родовища газу (а) і нафти (б) (цифри на схемі): 1 - Голицинське, 2 - Південноголицинське, 3 - Шмідта, 4 - Архангельське, 5 - Одеське, 6 - Штормове, 7 - Кримське, 8 - Західнооктябрське, 9 - Октябрське, 10 - Глібівське, 11 - Задорненське, 12 - Джанкойське, 13 - Стрілкове, 14 - Морське, 15 - Північнокерченське, 16 - Східноказантіпське, 17 - Північноказантіпське, 18 - Безіменне);
 2 - діючі газопроводи;
 3 - проектні газопроводи;
 4 - діючі газопроводи-відводи;
 5 - проектні газопроводи-відводи;
 6 - виходи природного газу з дна моря.

Основними субрегіональними покришками порових і тріщинно-порових колекторів нижньокрейдового нафтогазоносного комплексу є глинисті утворення середньоальбського і верхньої частини верхньоальбського під'ярусів і меншою мірою глинисті пачки верхнього апту.

Палеогеновий комплекс поділено на дві частини: палеоцен-еоценову і майкопську (олігоцен-нижньоміоценову). Нижня частина комплексу продуктивна на Тарханкутському півострові, де вона складена вапняками, мергелями і глинами товщиною до 1100 м. Подібний її розріз розкритий на піднятті Голицина на шельфі Чорного моря, де доведено промислову газоносність палеоценових відкладів. Більш піщаний розріз палеоцену - еоцену меншої товщини (до 500—600 м) розвинутий в районі Сивашу і північно-західній частині Причорномор'я.

Майкопські піщано-глинисті породи в межах провінції розвинуті майже повсюдно. Промислова газоносність цих відкладів установлена на

Міжводненському, Джанкойському, Стрілковому, Мошкарівському, Південно-сиваському та інших родовищах. Товщина окремих піщано-алевритових прошарків 10-100 м. Найбільш упевнено вони виділені в покрівлі нижнього і середнього майкопу.

Окрім зазначених регіональних нафтогазоносних комплексів промислові поклади газу встановлені в карбонатних породах верхньої крейди (Серебрянське родовище), карбонатних утвореннях дату-палеоцену (Глібівське, Оленівське, Краснополянське, Чорноморське, Голицинське родовища), теригенних пачках еоцену, олігоцену, міоцену і палеоцену (Фонтанівське, Джанкойське, Південносиваське, Північнокерченське, Голицинське та інші родовища), що приурочені до антиклінальних складок.

Нафтогазонакопичення Північного Причорномор'я спостерігається передусім уздовж зон розломів субширотного простягання і локалізується на ділянках їх перетинання з розломами північно-східних напрямків. Одна смуга нафтогазопроявів простягається вздовж зони розломів на південній межі Сиваського і Каркінітського грабенів, інша - вздовж зони Кримського розлому.

Найперспективнішими на нафту і газ є крейдові (особливо нижньокрейдіві), палеоценові і майкопські відклади. Заслужують на увагу і докрейдові комплекси: рифей-палеозойський (в Західному Причорномор'ї) і тріас-юрський (в окремих районах провінції).

3.3. Сланцева газонасність України

Сланцевий газ – тип нетрадиційного газу, що видобувається із сланцевих порід з використанням технології гідравлічного розриву пласта та горизонтального буріння.

Горючі сланці є породою змішаного уламкового й органогенного походження. Вони утворюються на дні морів, лагун та озер при одночасному осадженні глинистих частинок, карбонатів та сапропелевого мулу з органічними залишками (планктон, рослини) в умовах обмеженої циркуляції води та повітря. Накопичена органічно-мінеральна маса поступово перетворилась у щільну осадову породу, яка на 15-40% складається з органічних сполук.

Перші родовища горючих сланців утворились більше 1 млрд. років тому, в докембрії. Близько 40% усіх сланців утворились в палеозойську еру, 30% – в мезозойську та 25% – в кайнозойську. Поклади горючих сланців звичайно являють собою пласти товщиною в кілька метрів. Однак, зустрічаються сланцеві поклади загальною товщиною до 600 м із частим перешаруванням пластів горючих сланців і різних осадових порід.

Потенціал покладу горючих сланців характеризується кількістю і якістю органічних сполук, а також рівнем їх термічної зрілості.

Якісним показником газової ефективності горючого сланцю є вміст керогена, тобто вуглецевмісної органіки. До найбільш термічно зрілих сланців відносять родовища «сухого газу» (вміст метану складає не менше 90%) з керогеном типу III. Менш термічно зрілі родовища з керогеном типу II даватимуть газ з домішками конденсату. Ще менш термічно зрілі сланці з керогеном типу I є нафтоносними. Термічна зрілість залежить від ступеня нагрівання материнської породи в процесі перетворення керогену у вуглеводні.

Обсяг доступного газу в сланцевому пласті прямо пропорційний товщині сланцевого шару. Отже, найбільш вигідними є потужні і термічно-зрілі сланці. Як правило, вони відносяться до палеозойської і мезозойської ери, зокрема, до пермського, девонського, ордовіцького і силурійського періодів.

Існує цілий набір геохімічних параметрів, які зумовлюють умови видобутку сланцевого газу а, відповідно, визначають собівартість продукту. Перш за все, істотно впливає на собівартість видобутку вміст глини в жорстких пісках, яка поглинає енергію гідророзриву, що вимагає збільшення обсягу необхідних хімікатів. Найбільш вигідними вважаються «хрупкі» сланці з великим вмістом двоокису кремнію, оскільки такі родовища містять природні переломи і тріщини та потребують меншої потужності гідророзриву.

На території України знаходяться два основних родовища горючих сланців, з яких можливе видобування природного газу, а саме: Львівсько-Люблінський басейн на заході країни (видобувні запаси сланцевого газу оцінюють на рівні 1,47 трильйона метрів кубічних) та Дніпровсько-Донецький

басейн – на сході (видобувні запаси сланцевого газу оцінюють на рівні 2,15 трильйонів метрів кубічних).

Формацією, яка домінує в генеруванні газу сланцевих товщ Дніпровсько-Донецького басейну, є чорні сланці візейського ярусу нижнього карбону, а основні поклади сланцевого газу в межах Львівського палеозойського прогину зосереджені в сланцях силурійсько-ордовицьких відкладів.

Україна має значні ресурси сланцевого газу. Зокрема, перспективними представляються ресурси сланцевих товщ української частини Люблінського (Львівсько-Волинського) вугільного басейну.

Окрім цього перспективи газоносності України можуть бути пов'язані з проявами горючих сланців, які відомі в товщі менілітових сланців олігоцену Карпат, в палеогенових сланцях Болтиської западини Українського щита (УЩ), верхньокрейдових – північно-східного схилу УЩ (Ротмістровський прояв), кайнозойських западинах Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) (Новодмітрівський і Пісочинський прояви), в нижньому сарматі і верхньому тортоні Волино-Подільської плити (Флоріанівський, Слобода-Савіцький, Новоселицький, Михайлівський прояви), верхньому протерозої прикордонної частини України і Молдови (Наславченський прояв), в таврійській серії тріас-юрських сланців Криму.

Загальні видобувні ресурси сланцевого газу оцінюються в Україні на рівні 22 трильйонів метрів кубічних, в т. ч. 14,3 трильйони м³ в східному регіоні, 3,4 трильйони метрів кубічних в західному регіоні та 4,3 – в південному регіоні. Проте для комерційного видобутку можуть бути доступні у 3-4 рази менші обсяги сланцевого газу.

На території України знаходяться два основних басейни, з порід яких можливе промислове видобування природного газу, а саме: Львівсько-Люблінський басейн на заході країни (видобувні запаси сланцевого газу оцінюють на рівні 1,47 трильйона м³) та Дніпровсько-Донецький басейн – на сході (видобувні запаси сланцевого газу оцінюють на рівні 2,15 трильйонів м³). У їхніх межах відповідно виділяються Олеська та Юзівська перспективні площі (ділянки).

За даними геолого-економічних досліджень початок видобутку сланцевого газу в Україні очікується через 6-7 років, а щорічні обсяги видобутку становитимуть 2-3 млрд. м³ для Олеської площі та 8-10 млрд. м³ для Юзівської площі.

Обсяги видобутку сланцевого газу залежатимуть від темпів інвестування у видобувну діяльність, розвитку регуляторної бази та підтвердження наявних видобувних запасів. За сприятливих умов, обсяги видобутку сланцевого газу можуть сягнути 6-10 млрд. м³ до 2030 року.

Олеська площа

Олеська ділянка площею 6 324 км² входить до Львівсько-Волинського басейну. Вона адміністративно знаходиться на території Львівської (Буський,

Жидачівський, Жовківський, Золочівський, Кам'янка-Бузький, Миколаївський, Перемишлянський, Пустомитівський, Сокальський райони) та Івано-Франківської областей (Тлумацький, Галицький, Городенківський, Рогатинський райони).

Перспективною на поклади сланцевого газу, є смуга ранньопалеозойських утворень, яка простягається у південно-східному напрямку вздовж краю Східноєвропейської платформи від границь з Польщею до границь з Румунією на значній частині Волино-Подільської плити. Найперспективнішими у відношенні сланцевого газу є поклади силуру.

Силурійські відклади Волино-Подільської плити поділяються на чотири горизонти: китаigorодський, баговицький, малиновецький і скальський, що складені породами лагунних, міліних та відкрито морських фацій (аргілітами, домеритами, вапняками, доломітами, мергелями).

Перспективними на газ цільних колекторів є і вуглецевмісні ("чорносланцеві") відклади олігоценового віку, формування яких пов'язано з аноксичним седиментогенезом в мезопелагічній частині Карпатського сегменту Паратетису, розповсюджені у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину, а також в Скибовій, Кросненській, Венгловецькій, Переддуклянській, Дуклянській, Свидовецькій і Мармароській зонах Українських Карпат, де виділені в менілітову і дусинську (лузьку) світи.

Характерною ознакою карпатського олігоценового осадово-породного комплексу є парагенез кременистих і теригенно-глинистих порід, сильно збагачених біогенним кремнеземом і розсіяною органічною речовиною (РОР) (чорних скременілих аргілітів, чорних вапнистих аргілітів і мергелів, фтанітів, діатомітів, вапнистих силіцитів, бітумінозних пісковиків і алевролітів). В товщах нижнього і, частково, середнього олігоцену (нижньоменілітова підсвіта і дусинська світа) вуглецевмісні породи поширені в межах усієї досліджуваної території. "Чорносланцеві" відклади, виділені у верхньоменілітову підсвіту, відомі лише у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину та в північних скибах Скибової зони (Береговій, Орівській і, частково, Сколівській), що свідчить про суттєве зменшення в пізньоолігоценний–ранньоміоценовий час області басейну, де існували аноксичні умови осадоагромадження. В південно-західному напрямку вуглецевмісні верхньоменілітові відклади фаціально заміщуються вапнистими глинисто-піскуватими і піскувато-глинистими відкладами лоп'янецької, кросненської, маловиженської світ. Осадова товща нижньоменілітової підсвіти підстеляється регіонально витриманим шешорським горизонтом верхнього еоцену, представленим глобігеріновими мергелями, вище яких залягають вуглецевмісні скременілі породи, що свідчить про різку зміну характеру біогенної седиментації в Карпатському басейні на межі еоценового і олігоценового часу.

Прогнозні обсяги видобутку сланцевого газу на Олеській ділянці станом на 2030 рік можуть складати 2,8 млрд. м³ на рік в песимістичному сценарії, 5,6

млрд. м³ на рік – в базовому сценарії та 11,1 млрд. м³ на рік – в оптимістичному сценарії. Аби досягнути таких обсягів видобутку потрібно пробурити близько 1000 свердловин, для яких необхідно буде біля 200 майданчиків площею від 1 до 3 гектарів. Відповідно до прогнозу, споживання води для видобутку сланцевого газу на Олеській площі при бурінні 128 свердловин на рік складатиме близько 2 млн. м³ на рік.

Юзівська ділянка площею 7800 км² знаходиться на території двох областей: Донецької (Краснолиманський, Слов'янський, Олександрівський, Костянтинівський, Артемівський, Добропільський і Ясиноватський райони) і Харківської (Балаклійський, Ізюмський і Барвінковський райони).

Перспективними на поклади газу щільних колекторів (переважно – центральnobасейнового типу) є теригенні породи палеозойського віку – середнього та верхнього уарбону та картамишської світи нижньої перми. Переважно газові поклади зосереджені у дрібно- та середньозернистих пісковиках з карбонатним цементом, а також у алевролітах та аргілітах.

Іншими перспективними площами для видобутку газу щільних колекторів (як «сланцевого», так і «центральnobасейнового») є прояви горючих сланців та Скифська плита.

Ротмістровський прояв горючих сланців розташований в Смелянському районі Черкаської області, між с. Ротмістровка і Коваліха, в 30 км на північний захід від Болтиського родовища в невеликій (10 км²) западині на схилах УЩ.

В сучасному рельєфі западина виражена у вигляді незначного блюдцеподібного пониження. Западина виконана верхньокрейдовими сланцями, в яких на глибині до 150 м (в центральній частині западини) виділяється 5 фаціально невитриманих шарів горючих сланців. Їх зольність сягає 67–69 %, теплота згоряння – 2210 ккал/кг, вихід смоли – 11.3 %. Дані про прогнозні ресурси відсутні.

Новодмитровський прояв горючих сланців приурочений до однойменного буровугільного родовища в південно-східній частині ДДЗ, поблизу с. Новодмитровка Барвенківського району Харківської області. Він розташований в накладеній западині, овальної в плані форми, площею 12 км², глибиною до 1000 м, яка розміщена над склепінням штоку девонської солі на західній перикліналі Корувського куполу. В будові западини приймають участь відклади палеогену і неогену товщиною 1058 м.

Пісочинський прояв горючих сланців приурочений до депресивної воронки над соляним штоком в центральній частині ДДЗ, в 10–15 км на схід від с. Лохвиця Полтавської області. Діаметр западини 3.2 км, глибина до 500 м, вона виконана кайнозойськими теригенними відкладами з 3 прошарками бурого вугілля і одним прошарком горючих сланців (рис. 2.15). Зольність останніх досягає 40.6–71 %, теплота згоряння 1866–2926 ккал/кг, сірчаність незначна. Ресурси сланців не підраховувалися.

Прояви горючих сланців накладених западин Волино-Подільської плити. Флоріанівський, Слобода-Савіцький, Новоселицький і Михайлівський прояви приурочені до смугоподібної структури шириною 10–20 км, яка простежується в північно-західному напрямі на 130 км уздовж Подільської гряди на території Тернопільської, Хмельницької і Чернівецької областей. Тут виділяється ряд западин, виконаних кайнозойськими теригенними відкладами (переважно глинами), серед яких встановлені невитримані по простяганню горизонти горючих сланців потужністю 0.2–2.5 м.

Наславченський прояв горючих сланців розташований в Середньому Придністров'ї, на границі України і Молдови, поблизу с. Наславча. Тут були виявлені і опробувані бітумінозні фосфоритвмісні прошарки бітумінозних сланців в калюських аргілітах неопротерозою, потужність яких змінюється від 26 до 80 м. Прошарки не витримані за простяганням і за потужністю, часто мають лінзовидний характер, їх максимальна потужність 5–10 см.

Ресурси сланців не підраховувалися.

Таврійська серія

Таврійська серія тріас-юрських сланців широко розвинута в Криму, де складає куестоподібні гряди північної частини Гірського Криму, а також відслонюється уздовж Південного берега. Багатьма дослідниками відмічалася бітумінозність аргілітів серії, проте ніяких досліджень стосовно її можливої нафтогазоносності не проводилося.

Згідно сучасним уявленням, під таврійською серією розуміється складний комплекс тріас-юрських відкладів, нижня частина якого представлена флішовими утвореннями середньо- пізньотріасового віку, а верхня – глинисто-алевритовими відкладами нижньої юри з глинами кам'яновугільних, пермських, тріасових, нижньо-середньолейасових вапняків і пісковиків.

Контрольні питання

1. Які найважливіші геологічні структури виділяються на території України?
2. Яку частину країни займає Український кристалічний щит? Що він являє собою?
3. У якій частині України знаходиться Воронезька антекліза?
4. Які основні риси Дніпровсько-Донецької западини?
5. Які відділи виділяють в розрізі кам'яновугільної системи?
6. Які тектонічні елементи виділяються у Донецькій складчастій споруді?
7. Які породи складають Донецьку складчасту споруду?
8. Внаслідок чого виникла Причорноморська западина?
9. Які особливості геологічної будови Скіфської плити?
10. З яких порід та якого віку сформовано фундамент Волино-Подільської плити?
11. Яку структуру має Львівська западина?

12. З якими відкладами пов'язаний кам'яновугільний басейн та родовища вуглеводнів Прикарпатської нафтогазоносної провінції?
13. Які гірські споруди знаходяться на території України?
14. Яка гірська система є найголовнішим вододілом Європи між Балтійським і Чорним морями?
15. До якої трансрегіональної складчастої системи входять гори Карпат, Добруджи й Криму?
16. Якими тектонічними елементами характеризується геологічна будова Карпатських гір?
17. Назвіть основні структурні елементи Кримських гір?
18. Що є метою нафтогазогеологічного районування територій?
19. Що таке «нафтогазоносна провінція», «нафтогазоносна область», «нафтогазоносний район», «зона нафтогазонакопичення»?
20. Які нафтогазоносні провінції і нафтогазоносні області виділяють у межах Європи, Азії, Африки, Австралії та Америки?
21. Які основні родовища в межах кожної з нафтогазоносних провінцій Ви знаєте? Назвіть їх тип за фазовим станом вуглеводнів.
22. Для яких нафтогазоносних провінцій характерна солянокупольна тектоніка?
23. Яку роль відіграють акваторії у прирості ресурсів вуглеводнів?
24. В яких провінціях нафтогазоносність пов'язана з породами фундаменту?
25. В яких провінціях нафтогазоносність пов'язана із глинистими колекторами?
26. Які ви знаєте родовища-гіганти нафти і газу?
27. Які нафтогазоносні провінції та області виділяють у межах України?
28. Які основні родовища нафти і газу в регіонах України Ви знаєте?
29. З чим пов'язані перспективи нафтогазоносності надр України?

Розділ 4. Геологія родовищ нафти і газу

Нафта і природний вуглеводневий газ - одні з найголовніших енергетичних джерел сучасного суспільства. Саме завдяки їх використанню в промисловості і побуті стало можливим здійснення науково-технічної революції у XX столітті. І сьогодні найбагатшими у світі є нафто- та газовидобувні країни.

Родовища нафти і газу утворюються в різних геологічних умовах – як на суші так і у морських басейнах (переважно у шельфових зонах). Геологія нафтогазових родовищ розглядає процеси їх формування, закономірності розповсюдження та особливості залягання покладів у геологічних структурах, генезис (походження) вуглеводнів та методикку прогнозування, пошуку, розвідки та розробки нафтогазових родовищ. На геологічній основі здійснюється підрахунок ресурсів і запасів вуглеводневої сировини в надрах.

4.1. Хімічний склад та походження вуглеводнів

Нафта і природний газ - складні горючі суміші вуглеводнів різних класів, що вміщують домішки неуглеводневих речовин. Останні захоплюються ними з середовища нафтогазоутворення або асимілюються у каналах вуглеводневої фільтрації і часто свідчать про особливості походження нафти і газу. В надрах вуглеводні постійно взаємодіють із підземними водами.

Нафта - багатокомпонентна вуглеводнева масляниста рідина, що має колір від бежевого до чорного. Її основний елементарний склад: вуглець 80...88 %; водень 11...14,5 %; сірка 0,01...5,0 %; кисень 0,05...0,7 %; азот - 0,01...0,6 %. У нафті присутні різні мікродомішки (до 50 хімічних елементів). Це так звані мікроелементи (понад 30 металів і близько 20 неметалів). Серед них: V, Ni, Fe, Zn, Al, Hg, Cd, Cu, Mn, Se, As, Pb, Sb, Ba, Mo, Cr, Ag, Au, Na, Ca, Br, Si, Sr, Co, Ti, Ga, Ge, Sn та ін. Частина металів у нафті знаходиться у формі солей органічних кислот і хілатних комплексів, у яких атом металу розміщений в центрі парафінового циклу або у порожнинах конденсованих ароматичних фрагментів, а основна маса – в формі складних полідентантних сполук. Багато з таких комплексів можуть вступати в іонний обмін з металами, що присутні у розчинах або на поверхні гірських порід, які контактують із нафтою. Найбільша кількість металів міститься в асфальтно-смолистих речовинах (ванадій, нікель, кобальт та ін.).

Густина нафт коливається в межах 650-1050 кг/м³. Теплота згорання – від 43,7 до 46,2 МДж/кг.

Вилучені з різних нафт вуглеводні належать до трьох головних рядів: *метанового* – C_nH_{2n+2} (алкани, парафіни), *нафтенового* – C_nH_{2n} (циклопарафіни, циклани) та *ароматичного* – C_nH_n (арени).

Технологічні класифікації нафт ґрунтуються на вмісті в них: а) *сірки* – малосірчані (до 0,5 %), сірчані (0,51–2,0 %), високосірчані (>2,0 %); б) *смол* – малосмолисті (<18 %), смолисті (18–35 %), високосмолисті (>35 %); в)

парафіну – малопарафіністі (<1,5 %), парафіністі (1,50–6,0 %), високопарафіністі (>6 %).

Склад нафти характеризується також рідинно-газовими фракціями, що виникають у певних температурних інтервалах.

Природні вуглеводневі гази – багатокомпонентна суміш вуглеводнів метанового ряду і неуглеводневих компонентів, що здатні горіти. Зустрічаються у літосфері (переважно в осадовому комплексі гірських порід) у вигляді вільних скупчень, а також у розчиненому (в нафті і пластових водах), розсіяному (сорбовані породами) і твердому (у вигляді газогідратних покладів) станах. Представлені метаном (до 85–90 %), етаном, пропаном, бутаном і пентаном (сумарний вміст до 20 %), а також парою рідинних вуглеводнів. Невуглеводневі компоненти представлені переважно азотом, вуглекислим газом, водяною парою, сполуками сірки (сірководень, меркаптани, сірчистий оксид вуглецю та ін.), гелієм, аргоном, воднем, парою ртуті тощо.

Вміст CO_2 у горючому природному газі – від часток відсотка до 10–15 %, а іноді і більше. Концентрація N не перебільшує 2–3 %, але в окремих нафтогазоносних басейнах його вміст може сягати 30–50 %. Відомі родовища з переважним вмістом азоту – до 80 %. Кількість сірководню звичайно не перевищує тут 2–3 %, проте іноді вона сягає 15–20 % і більше. Концентрації гелію, як правило, складають соті і тисячні частки відсотка, досягаючи іноді 5–8 %. З природних горючих газів в різних країнах видобувають сірку, гелій, ртуть та інші цінні компоненти.

Газовий конденсат. Дуже часто в природному газі вміщуються рідинні вуглеводневі частки. Ступінь насиченості ними визначається *конденсатністю* ($\text{см}^3/\text{см}^3$, $\text{г}/\text{м}^3$), якою обумовлюється і утворення конденсату.

Конденсат – вуглеводнева суміш ($\text{C}_5 + \text{C}_6 + \text{вищі}$), що знаходиться в газоконденсатному покладі у газоподібному стані і випадає у вигляді рідини зі зниженням пластового тиску (до тиску початку конденсації) в процесі розробки покладу.

Під *сирим конденсатом* мають на увазі рідинні вуглеводні ($\text{C}_5 + \text{вищі}$) з розчиненими в них газоподібними компонентами (метаном, етаном, бутаном, пропаном, сірководнем тощо).

Тиск початку конденсації – це тиск у пласті, за якого конденсат покладу починає переходити з пароподібного стану у рідинний, що призводить до перетворення однофазової системи у двофазову. Конденсат присутній у більшості газових родовищ.

Газові гідрати (кристалогідрати) – утворюються в умовах певних тисків і температур. Молекули води за допомогою водневого зв'язку утворюють кристалічні ґратки, у структурні порожнини яких проникають рухливі молекули метану та інших вуглеводневих газів. Тверді сполуки (клатрати), що утворюються таким чином, мають назву *газогідратів*. Підвищення температури чи зниження тиску супроводжується руйнуванням ґраток і розкладанням гідратів на газ і воду.

Скупчення газогідратів у водних басейнах (Чорне море, Північний Льодовитий океан та ін.) і у зонах багатолітньомерзлих порід (Полярний Урал, Скандинавія, Аляска, Північна Канада та ін.) створюють газогідратні поклади, для формування і збереження яких не потрібні літологічні покришки. За певних термодинамічних умов вони самі відіграють роль непроникних екранів для звичайних нафтогазових покладів.

Умови утворення гідратів у кожному окремому випадку залежать від складу газу, тиску та температури. Кожній вуглеводневій сполуці притаманна окрема *критична температура гідратоутворення*. Критична температура гідратоутворення (°C) дорівнює: для метану – 21,5; етану – 14,5; пропану – 5,5; ізобутану – 2,5; н-бутану – 1,0. Починаючи з пентанів вуглеводні не утворюють гідратів.

Хімічна формула газогідрату метану – $\text{CH}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$; етану – $\text{C}_2\text{H}_6 \cdot 8\text{H}_2\text{O}$; пропану – $\text{C}_3\text{H}_8 \cdot 18\text{H}_2\text{O}$ і т. ін. *Густина* природних газогідратів – від 900 до 1100 кг/м^3 .

Походження (генезис) нафти і газу – є дискусійною проблемою вже на протязі більше 100 років. Вона має не лише наукове, а й величезне практичне значення. Знання умов та джерел формування нафтогазових покладів дозволяє не лише продуктивно проводити їх прогнозування, пошук та розвідку, а й раціонально здійснювати розробку родовищ.

Оскільки єдиної думки про походження нафти та вуглеводневих газів не існує, розглядаються дві протилежні за сутністю наукові концепції – *органічного* і *неорганічного* генезису вуглеводнів. Оскільки теорія органічного походження вуглеводнів виглядає обґрунтованішою, прихильників її є значно більше. Геологи, спираючись на неї, відкрили багато родовищ в усьому світі. Ці родовища пов'язані в основному зі складчастими (антиклінальними) структурами в осадових товщах різного віку і складу. Завдяки роботам Г. Потоньє (1905), І. М. Губкіна (1932), а пізніше А. Леворсена (1954), В. В. Вебера (1955) і М. М. Страхова (1956) було розвинуто теорію нафтоматеринських світ і показано можливі схеми формування вуглеводнів з розсіяної в них органічної сировини.

Принципова схема перетворення органічної речовини на нафту і газ є такою. Органічна речовина рослинного і тваринного походження відкладається в осадових породах у розсіяному або концентрованому вигляді. Найсприятливіші для цього умови створювалися у прибережних (шельфових) зонах морів, у лагунах і затоках, в озерах та болотах. Перетворенню органічної речовини на нафту або газ сприяє відновлювальне середовище. Історично-геологічні закономірності розповсюдження покладів вуглеводнів свідчать про переважно органогенне їх походження у верхній, розвіданій частині осадової товщі, з якою пов'язано 90 % відомих родовищ нафти і газу. Про це свідчить і ізотопний склад вуглецю у вуглеводнях, який є подібним до його складу в органічній речовині.

Проте, не варто відкидати і можливість утворення нафти і газу *абіогенним* шляхом. Відносно неорганічного синтезу вуглеводнів донедавна існувало три гіпотези (карбідна, космічна і вулканічна). А у 60-х роках український геолог академік В. Б. Порфір'єв обґрунтував магматичну гіпотезу утворення вуглеводнів. Карбідну (мінеральну) гіпотезу утворення вуглеводнів при взаємодії пари води з карбідами важких металів ще у 1877 р. висунув Д. І. Менделєєв. Гіпотезу космічного генезису запропонував у 1889 р. М. О. Соколов.

Експерименти та фізико-хімічні розрахунки доводять можливість утворення вуглеводнів шляхом неорганічного синтезу. Проте виникає питання, чи є можливим утворення величезних об'ємів вуглеводнів – нафти і газу – саме таким шляхом? З іншого боку, як пояснити за допомогою органічної теорії нафтогазонагромадження формування родовищ нафти і газу у кристалічних масивах та зонах глибинних розломів? На ці питання цілком коректні відповіді дає магматична гіпотеза нафти і газу. В. Б. Порфір'єв та його послідовники (І. І. Чебаненко і Г. М. Доленко, Є. Б. Чекалюк і В. А. Краюшкін та інші) довели, що утворення родовищ нафти та газу пов'язане з процесами, які відбуваються у верхній мантії Землі. Звідти вуглеводні мігрують по зонах глибинних розломів до земної поверхні, де і можуть формуватися нафтогазові родовища в порово-тріщинних породах-колекторах фундаменту й осадового чохла.

Існують також «змішані» гіпотези походження нафти і газу (М. І. Павлюка, І. І. Чебаненка). Вони намагаються примирити прихильників органічного та неорганічного походження вуглеводнів.

Аналіз цих теорій дає вагомі підстави зробити висновок про полігенне (як органічне так і неорганічне) походження нафти і газу. На думку авторів, у верхніх осадових шарах літосфери переважають вуглеводні органічного походження. А у мантійних областях, в зонах глибинних розломів, а у деяких випадках і в межах кристалічних щитів та масивів – вуглеводні, що утворилися неорганічним шляхом. Справедливість такого припущення досить часто підтверджується ізотопними дослідженнями.

4.2. Породи-колектори, флюїдоупори та умови залягання нафтогазових покладів

Нафта і газ разом із водою циркулюють в літосфері у породах-колекторах, що характеризуються відносно високою проникністю. За мінеральним складом нафтогазові колектори поділяються на кварцові, кварц-польовошпатові, карбонатні та евапоритові (хемогенні). Продуктивні пласти-колектори характеризуються великим розмаїттям, що обумовлюється різним мінеральним складом скелета, типом міжзернового цементу, глинистістю, розміром пор і зерен породи та ін. За типом порового простору виділяються: міжзернові, міжзерново-тріщинні, тріщинні, тріщинно-кавернові і кавернові.

Пористість гірських порід характеризує наявність в них порожнин (пор). Саме завдяки пористості породи можуть вміщувати рідини і гази. Розрізняють

загальну, відкриту та закриту пористість. *Загальна* пористість – сумарний об’єм відкритих та закритих пор мінералу або гірської породи. *Відкрита* пористість – об’єм пор, які сполучаються з атмосферою (або іншим середовищем в якому знаходиться порода (мінерал)). *Закрита* пористість – об’єм пор, що не сполучаються із зовнішнім середовищем (обчислюється за різницею між загальною та відкритою пористостями).

У нафтогазовій геології виділяють ще й *ефективну* пористість – об’єм пор, який зайнятий рухомим флюїдом (нафтою, газом) при повному насиченні порового простору цим флюїдом. Вона є меншою за відкриту пористість на об’єм зв’язаних (залишкових) флюїдів.

Величина пористості тісно пов’язана з речовинним складом гірських порід. В мулах, лесях вона досягає 80 %; в осадових гірських породах (вапняки, доломіти, пісковики) змінюється від одиниць до 35 %; у вулканогенно-осадових породах (туфопісковики, туфіти) - в межах 5–20 %; в магматичних породах - не більше 5 %. Пористість визначає такі фізичні властивості гірських порід, як міцність, швидкість поширення пружних хвиль, стисливість, електричні, теплофізичні та ін. параметри. У нафтогазовій геології методи *промислової геофізики* ґрунтуються на використанні залежностей між цими параметрами.

Пористість обумовлює *проникність* – здатність породи пропускати через систему сполучених пор рідини (воду, нафту та ін.) і гази або інші суміші за наявності перепаду тиску. Проникність кількісно характеризує фільтраційні властивості колектору.

Через відсутність зв’язку між порами порода може бути *непроникною* навіть за високої загальної пористості (крейда, мергель, деякі глини). Проникність тих самих порід для різних флюїдів неоднакова: породи, непроникні для нафти і води, можуть бути проникними для газу (внаслідок його більшої проникної здатності), а породи, що непроникні для високов’язких нафт – проникними для малов’язких.

У нафтогазових колекторах як пористість так і проникність залежать від *геостатичного тиску* (зворотня залежність) і *температури* (пряма залежність).

Наповненість порового простору нафтою і газом характеризується *коефіцієнтами нафто- і газонасиченості*. Вони визначаються як експериментально (в лабораторних умовах) так і в процесі промислово-геофізичних досліджень у свердловинах (методи електричного опору, нейтронні методи).

У породах-колекторах зосереджуються поклади вуглеводнів – нафти, газу та конденсату.

Поклад нафти або газу – природне, локальне скупчення нафти і газу в одному або декількох сполучених між собою пластах-колекторах, що контролюються єдиним (спільним) *водо-нафтовим* чи *газо-нафтовим контрактом*. Якщо скупчення вуглеводнів досить велике і рентабельне для розробки, його називають *промисловим покладом нафти і газу*.

Форма і розміри покладу вуглеводнів пов’язані з формою і розміром пастки. Основний параметр покладу – його *запаси*.

Вуглеводневі флюїди в земній корі залягають в обмеженому пористому просторі. Існування їх обумовлюється співвідношенням колекторів з непроникними породами – покритками.

Покритка – комплекс малопроникних гірських порід, що перекривають продуктивний колектор і перешкоджають руйнуванню покладу вуглеводнів. До порід, що утворюють покритки належать солі, глини, аргіліти, гіпси, крейда, щільні вапняки та ін. Наявність у геологічному розрізі покриток – основна умова збереження покладів нафти і газу в літосфері, де вони зберігають свої ізоляційні властивості при певних умовах температур і тисків протягом довгого геологічного часу. За певного перепаду тиску екрануюча здатність покритки зменшується, і через неї може відбуватися фільтрація вуглеводнів. Це ж відбувається і при збільшенні температури. Товщина покриток коливається від кількох метрів до десятків і сотень метрів (в регіональних покритках). Кращими (найгерметичнішими і найбільшими за площею) покритками є соленосні товщі, а найпоширенішими – глинисті.

Виходячи з розмірів, розрізняють покритки регіональні, зональні і локальні. Регіональні – розвинені в межах нафтогазоносних областей та провінцій – характеризуються великою потужністю та літологічною однорідністю. Зональні покритки поширені в межах цілої зони нафтогазонакопичення або декількох родовищ, а локальні – одного родовища.

Нафта і газ в земних надрах знаходяться у *природних резервуарах*, формування яких обумовлено наявністю *порід-колекторів*, що перекриваються покритками. За колекторськими властивостями і умовами залягання розрізняють: пластові, масивні, пластово-масивні та літологічно обмежені резервуари (рис. 4.1).

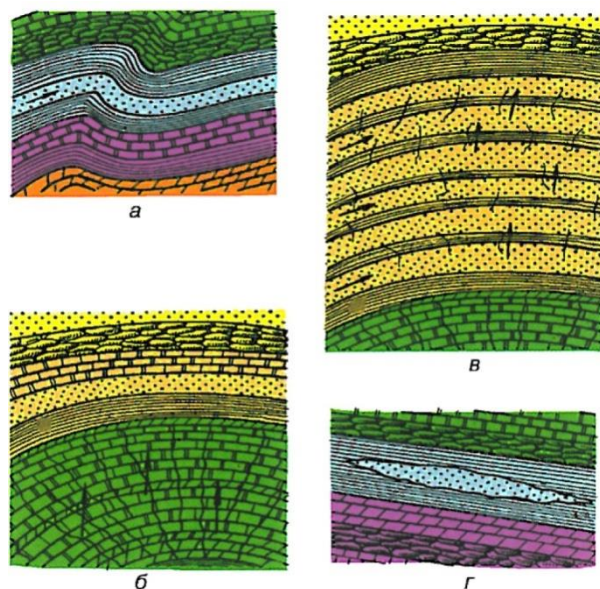


Рис. 4.1. Природні резервуари вуглеводнів:

а – пластовий; б – масивний; в – пластово-масивний; г – літологічно обмежений

Поза ділянками накопичення вуглеводні у природних резервуарах знаходяться у постійному русі. Разом з водою та іншими флюїдами вони фільтруються крізь зони проникності у гірських породах. З глибиною швидкість їх руху зменшується, проте в зонах тектонічних розривних порушень (розломів) вона має високі значення і на великих глибинах.

Пластовий резервуар звичайно характеризується невеликою товщиною і розповсюджується на величезні площі (сотні і тисячі км²). Знизу і зверху він обмежується флюїдонепроникними породами. Флюїди у такому резервуарі рухаються із зон найбільшого напору (найбільшої глибини) до зон найменшого напору (найменшої глибини).

Масивний резервуар – велика товща (до 1,0 км і більше) проникних порід, що перекрита згори і з боків непроникними породами. Часто резервуари такого типу формуються у древніх (викопних) рифах. Фільтрація вуглеводнів тут відбувається у бік покришки.

Пластово-масивний резервуар – комбінація пластового і масивного резервуарів. Це, як правило, товщі колекторів, що перешаровуються з флюїдотривкими пластами. Але внаслідок існування чисельних тектонічно послаблених ділянок (зон розривних порушень) у цьому масиві гірських порід, увесь він є єдиною флюїдодинамічною системою. У такому резервуарі вуглеводні фільтруються як у горизонтальному (по породах – колекторах) так і у вертикальному (по зонах розривних тектонічних порушень) напрямках.

Літологічно обмежений резервуар – це товща порід-колекторів, що з усіх боків оточена флюїдонепроникними породами. Він, зазвичай має вигляд лінзи. Флюїди через невеликі розміри резервуару рухаються у ньому в обмеженому просторі.

Ємність нафтогазових резервуарів визначається їхніми розмірами і величиною пористості колектора. Найбільшу ємність мають перші три типи резервуарів.

4.3. Нафтогазові пастки

В межах природних резервуарів знаходяться ділянки накопичення (скупчення) вуглеводнів, що мають назву пасток.

Пастка нафти і газу – частина пласта-колектора, умови залягання якого і взаємовідношення з екрануючими породами забезпечують накопичення і тривале збереження тут вуглеводнів (нафти і газу). Це – застійна частина природного резервуару, де встановлюється рівновага між нафтою, газом і водою, внаслідок якої флюїд вже не може рухатися у геологічному просторі.

Термін «пастка» вперше вжитий американським геологом Е. Ортоном у 1889 р. для пояснення умов залягання нафти в штаті Огайо та Індіана (США). В подальшому (1934 р.) цей термін використав Є. Макколоф, щоб пояснити залягання нафти в різноманітних умовах: з асфальтовим покривом, лінзами, локальною зміною пористості, екранованим перекриттям, особливо на площах гомоклінального залягання, а також складко- і скидобудови в Каліфорнії.

За визначенням М. Б. Васоєвича (1952), пастка являє собою певну ділянку надр, на якій нафта і газ, внаслідок ізоляції колектора непроникиними гірськими породами, можуть утворювати накопичення. Після введення поняття «природний резервуар», *пастка* розглядається як частина резервуару (іноді тупикова), в якому внаслідок дії гравітаційного фактора, за мінімальних величин перепаду напору створюються умови для акумуляції і збереження скупчень ВВ.

Безперечно, що зазначений фактор має одне із вирішальних значень для формування покладів ВВ, проте в цьому процесі беруть участь і інші фактори, які розглянемо нижче.

Існуючі на даний час класифікації пасток ґрунтуються на врахуванні умов, які забезпечують обмеження природного резервуару для накопичення нафти і газу (антиклінальний перегин, виклинювання, екранування порушенням або стратиграфічною незгідністю). Так, наприклад, класифікація М. Б. Васоєвича (1954) передбачає виділення замкнутих і незамкнутих пасток; класифікація М. А. Єрьомєнка (1968) – пасток складчастих дислокацій, розривних дислокацій, стратиграфічних незгідностей, літологічних і комбінованих; А. І Леворсєна (1970) – структурних, стратиграфічних і комбінованих пасток. Існує і багато інших класифікацій, які складені на основі морфологічних і генетичних ознак. Проте теорія пасток не може вважатися завершеною, якщо не буде вивчено другий аспект – якісна характеристика пасток, що безпосередньо відображає їх властивості акумулювати і зберігати різні об'єми вуглеводнів. Цілеспрямований розгляд питання під таким кутом зору акцентує увагу на тому, внаслідок яких конкретних геологічних умов та чи інша пастка є слабопродуктивною або зовсім непродуктивною, отже, зумовлює необхідність поглибленого підходу до вироблення об'єктивних критеріїв прогнозування і оцінки пасток (рис. 4.2).

За генезисом (походженням) пастки поділяють на структурні, літологічні, стратиграфічні, рифогенні та змішані (літолого-стратиграфічні, структурно-літологічні тощо) (рис. 4.3).

Структурні пастки пов'язані з антиклінальними складками (структурами) – антикліналями та куполами. Вони утворюються внаслідок тектонічних рухів, які супроводжуються стисканнями та розривами шарів гірських порід. Екранування вуглеводнів у таких пластах здебільшого тектонічне. Часто в ядрах антиклінальних структур знаходиться сіль, що винесена по тектонічно прослаблених зонах (діапірові структури). У таких випадках пласти солі є надійним флюїдотривом (покришкою) для скупчень нафти і газу).

Літологічні пастки формуються завдяки зміні речовинного складу порід пов'язаній з виклинюванням пластів-колекторів або із заміщенням колекторів непроникиними шарами.

Стратиграфічні пастки пов'язані зі стратиграфічними неузгодженнями у шарах гірських порід, що представлені колекторами та флюїдотривами. Часто такі пастки утворюються на антикліналях, якщо неузгодженості представлені

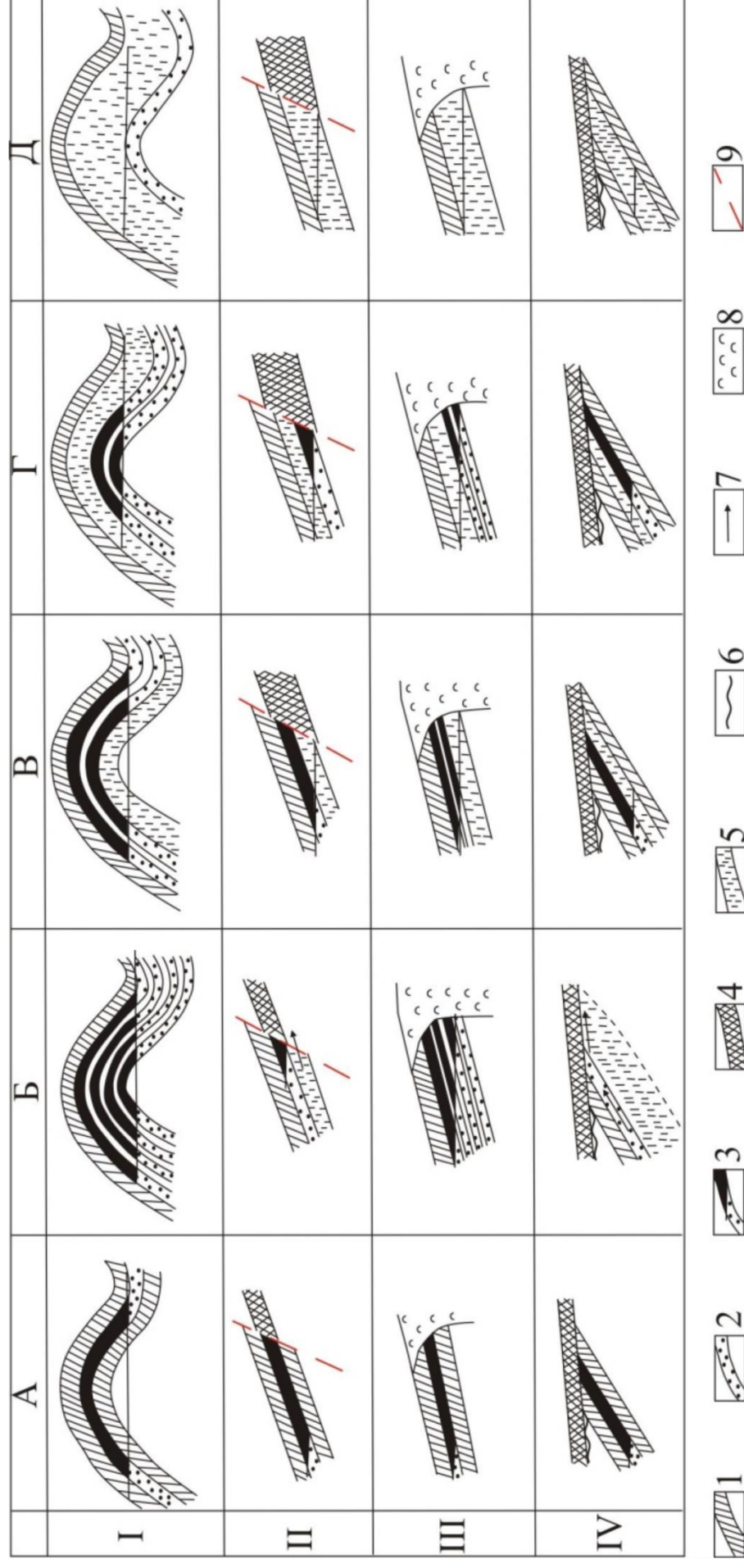


Рис. 4.2. Типи пасток (I-IV) і їх вміщувальна здатність залежно від наявності підшовного флюїдоупора та проміжного комплексу (А-Д) (за І.В. Височанським, 2015)

1 – покрівельний флюїдоупор; 2 – пласт-колектор; 3 – продуктивний пласт-колектор; 4 – екрануючі товщі; 5 – проміжний комплекс; 6 – границя незгідного залягання; 7 – напрям міграції ВВ; 8 – соляний шток; 9 – розривні порушення

флюїдотривами. На монокліналі стратиграфічна пастка може утворитися в разі виклинювання пласта-колектора, підосва і покрівля якого межує з непроникними породами.

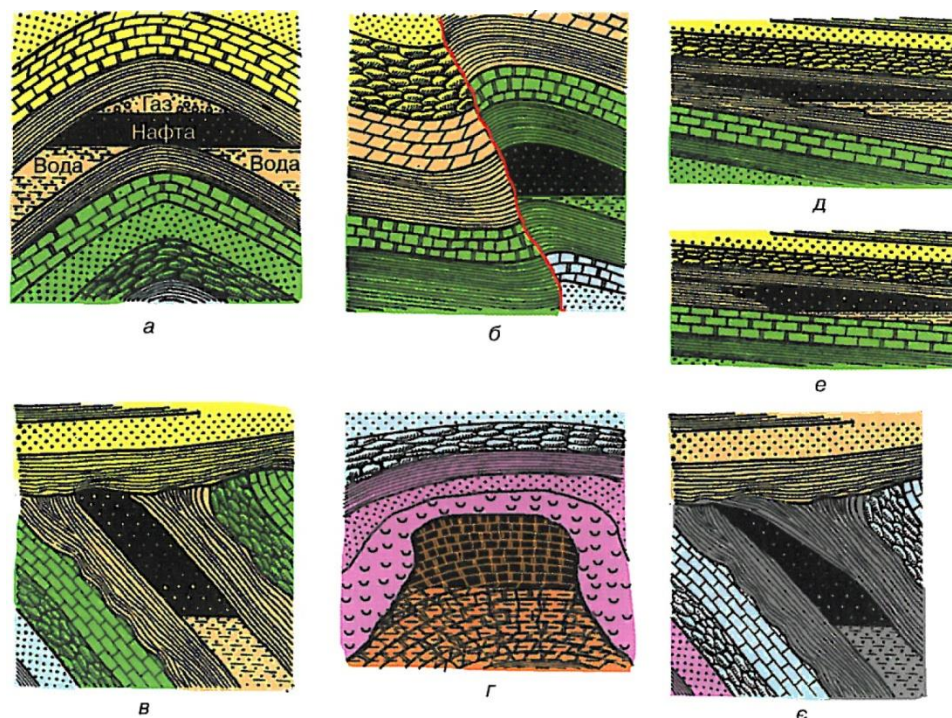


Рис. 4.3. Пастки нафти і газу:

- а – структурна склепінна; б – структурна тектонічно екранована;
- в – стратиграфічна; г – рифогенна; д – літологічна із виклинюванням колектора; е – літологічна із заміщенням колектора непроникними шарами;
- є – пастка комбінованого типу (літолого-стратиграфічна)

Рифогенні пастки формуються в похованих рифових тілах, створених у минулі геологічні епохи різними коралами. Це відбувається у випадку перекриття їх непроникними шарами (солями, глинами і т. ін.).

Пастки змішаного типу утворюються внаслідок поєднання двох або більше зазначених раніше факторів.

За пошуковими і генетичними ознаками виділяють пастки: склепінчасті, тупікові (екрановані) та лінзоподібні.

Склепінчасті пастки утворюються в склепінних частинах антикліналей, під соляними куполами, глиняними діпірами, інтрузивними масивами, у похованих рифових масивах і ерозійних виступах під покрівками.

Пастки екранованого типу виникають на крилах антикліналей, на флексурах і моноклиналях за наявності літологічних або гідродинамічних екранів.

Лінзоподібні (літологічно обмежені) пастки утворюються в лінзоподібних колекторах (похованих піщаних барах, руслових і дельтових пісках, пористих зонах карбонатних порід).

Вміщувальна та акумулююча здатність пасток тісно пов'язана з проблемою вивчення будови природного резервуару. Наприклад, резервуар нижньопермсько-верхньокам'яновугільного комплексу в ДДЗ, до якого приурочені основні розвідані запаси газу, є як тришаровою системою, що включає колектор, покришку і проміжний комплекс. Проміжний комплекс – це слабо проникні породи, що за своїми властивостями відрізняються від колектора і від покришки, тобто породи, котрі внаслідок тріщинуватості не мають флюїдоупорних властивостей і водночас через низькі ємнісні параметри не є колекторами, сприятливими для формування промислових скупчень вуглеводнів. Такий підхід до висвітлення будови резервуару сприяв поясненню особливостей розміщення покладів нафти і газу по площі і розрізу на деяких родовищах південно-східної частини ДДЗ.

Існує поняття «вміщувальна здатність пастки», під якою мається на увазі можливість пастки з однаковими геометричними параметрами, але з різним положенням колектуючої товщі і проміжного комплексу вміщувати різні об'єми. Вміщувальна здатність пастки може бути виражена через співвідношення істинного та видимого об'єму пастки.

Під першим слід розуміти об'єм пор і пустот, заповнений флюїдами, а під другим – об'єм між підшовою покрівельного флюїдоупора і площиною, яка контролюється структурним порогом (рис. 4.4).

Якщо під покрівельним флюїдоупором залягає колектуюча товща, а нижче – проміжний комплекс (І–В), то вміщувальна здатність пастки значно зменшується, а при зворотній послідовності (І–Г) вона буде ще меншою. Якщо ж товщина проміжного комплексу тотожна висоті пастки, то в цих умовах вміщувальна здатність пастки буде настільки малою, що формування промислових скупчень вуглеводнів практично неможливе (І–Д). Аналогічна низька вміщувальна здатність пастки може бути і у випадку некондиційних фільтраційно-ємнісних параметрів колекторів (рис. 4.2).

Здатність пасток акумулювати вуглеводні і зберігати їх нагромадження визначається передусім флюїдоупорними властивостями покришок і екранів, в той же час спроможність пасток акумулювати промислові та непромислові скупчення вуглеводнів залежить і від їх вміщувальної здатності. Проте в природі відомі численні випадки, коли пастки, з усіма необхідними властивостями для акумуляції вуглеводнів, виявляються обводненими. Така ситуація зумовлюється знаходженням пасток у несприятливих геологічних умовах.

Розглянемо більш повний набір обставин, що зумовлюють існування «порожніх» пасток. Однією з причин, що заважають вуглеводням потрапити у пастки, є розташування їх поза шляхами міграції. При вертикальній міграції – це відсутність у межах пастки або поблизу неї тектонічних розривів, зон тріщинуватості чи подрібнення порід. При латеральній міграції – розташування пасток у найбільш зануреній частині западини або літо-фаціальне заміщення пластів-колекторів.

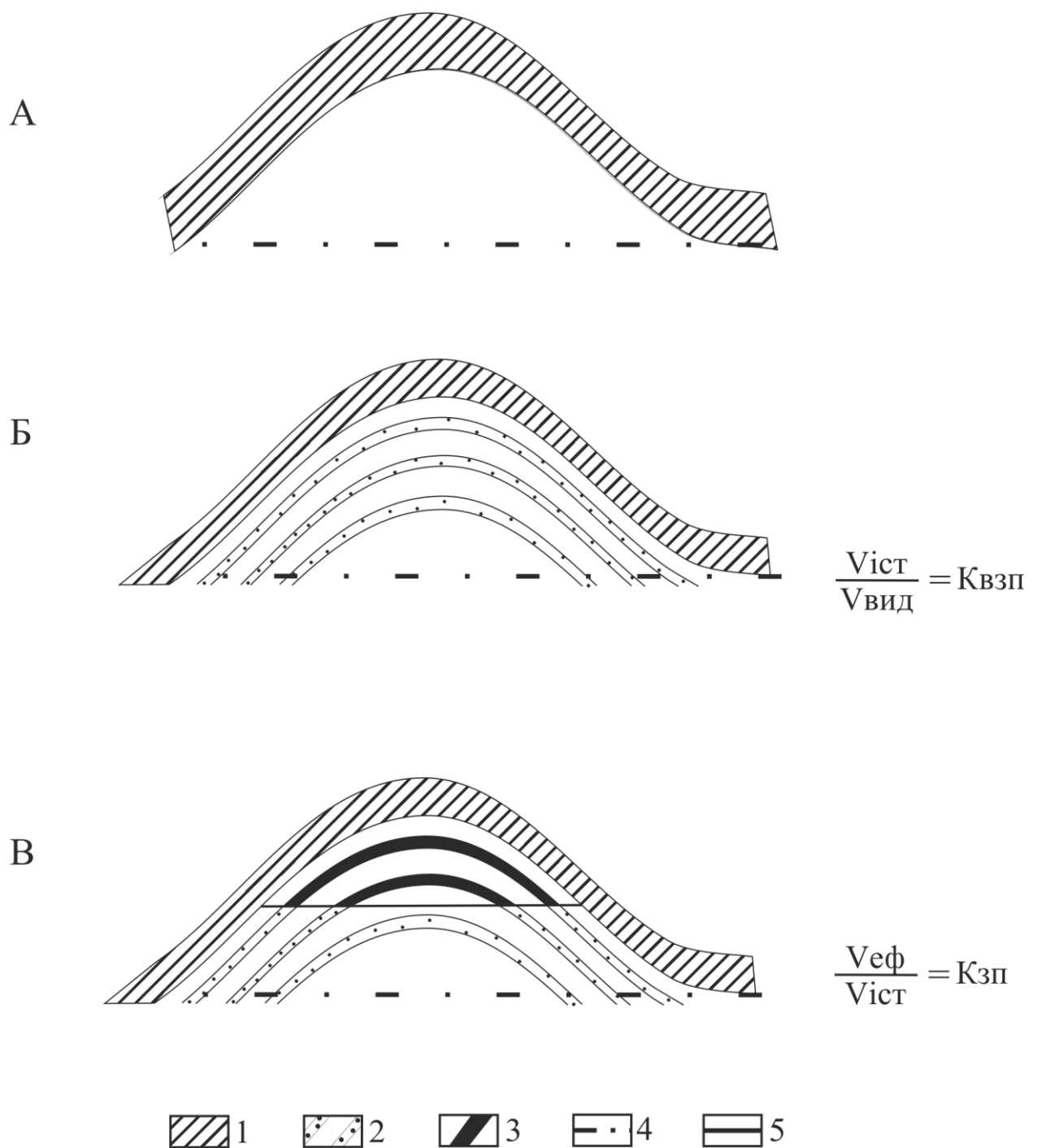


Рис. 4.4. Принципова схема поділу об'ємів пастки
(за І.В. Височанським, 2015)

1 – покрівельний флюїдоупор; 2 – пласти-колектори; 3 – нафтогазоносні пласти-колектори; 4 – горизонтальна площина, що контролюється структурним порогом пастки; 5 – газо (нафто) водяний контакт; А – видимий об'єм пастки – $V_{\text{вид}}$; Б – істинний об'єм пастки – $V_{\text{іст}}$; В – ефективний об'єм пастки – $V_{\text{еф}}$; $K_{\text{взп}}$ – коефіцієнт вміщувальної здатності пастки; $K_{\text{зп}}$ – коефіцієнт заповнення пастки

Така ж ситуація спостерігається, коли продуктивність структур мезозойського нафтогазоносного комплексу (ДДЗ) встановлена на тих ділянках, де відсутній регіональний нижньопермський флюїдоупор або його товщина і, відповідно, літологічний склад, а також інтенсивна дислокованість не забезпечують надійної ізоляції від палеозойського продуктивного комплексу. І навпаки, для територій, де поширений регіональний нижньопермський флюїдоупор із значними товщинами, характерною є відсутність мезозойських вуглеводневих скупчень. Таким чином, виявляється прямий зв'язок між відсутністю шляхів міграції вуглеводнів із продуктивних палеозойських відкладів і непродуктивних пасток в мезозої.

Другою причиною є знаходження пасток в областях відсутності джерел ВВ. Так, наприклад, у межах Московської синеклізи, зокрема, на Гагаринській площі із відкладів карбону одержано приплив азотного газу дебітом 200 тис. м³/доб (С. П. Максимов та ін., 1990). У східній частині Німеччини відомі пастки у відкладах ротлігендеса, заповнені практично повністю азотом (Вольгаст, Ріхтенберг, Рюдерсдорф та ін.). Наведені приклади свідчать про існування пасток, які здатні до акумуляції, про наявність шляхів міграції, проте через відсутність джерел вуглеводнів вони виявились заповненими газом іншого складу.

Виконані Б. П. Кабишевим (1968) для основного комплексу ДДЗ – нижньо-кам'яновугільного – дослідження показали, що при омолодженні груп структур спостерігається чітко виражена тенденція перевищення частки непродуктивних структур над продуктивними. Інакше кажучи, структури, що сформовані, очевидно, після основної фази міграції вуглеводнів, переважно виявляються непродуктивними.

До групи причин, що виключають можливість акумуляції і консервації вуглеводнів у пастках, належать несприятливі гідродинамічні, гідрогеохімічні, біогеохімічні та термобаричні умови, які можуть проявитися в конкретній геологічній обстановці. Зокрема, в місцях розташування пасток у зоні інтенсивного руху підземних вод спостерігаються нахилені водонафтові контакти. У такому випадку вся нафта може бути витіснена із пастки водою.

Отже, вміщувальний об'єм у пастках, може виявитися з ряду причин незаповненим вуглеводнів, або ж об'єм, який попередньо вміщував їх скупчення, втрачає здатність до акумуляції і консервації вже з інших причин.

Беручи до уваги викладене, виникла необхідність переосмислення основного поняття нафтогазової геології – «пастка». *Пастка як частина природного резервуару є обмежений екранами флюїдовміщувальний об'єм із мінімальним перепадом напору, здатний акумулювати і зберігати поклади нафти і газу за наявності джерел вуглеводнів, шляхів міграції, формування екранів до завершення міграції* (І. Височанський, 2015).

Акумулююча здатність пасток, таким чином, є строго детермінованою зазначеними умовами, що з одного боку зумовлює існування акумулюючих пасток, а з іншого – неакумулюючих. Останні умовно можуть розглядатися як

потенційні пастки, бо зміна геологічних умов може повернути їм здатність до акумуляції і консервації нафти і газу (рис. 4.5).

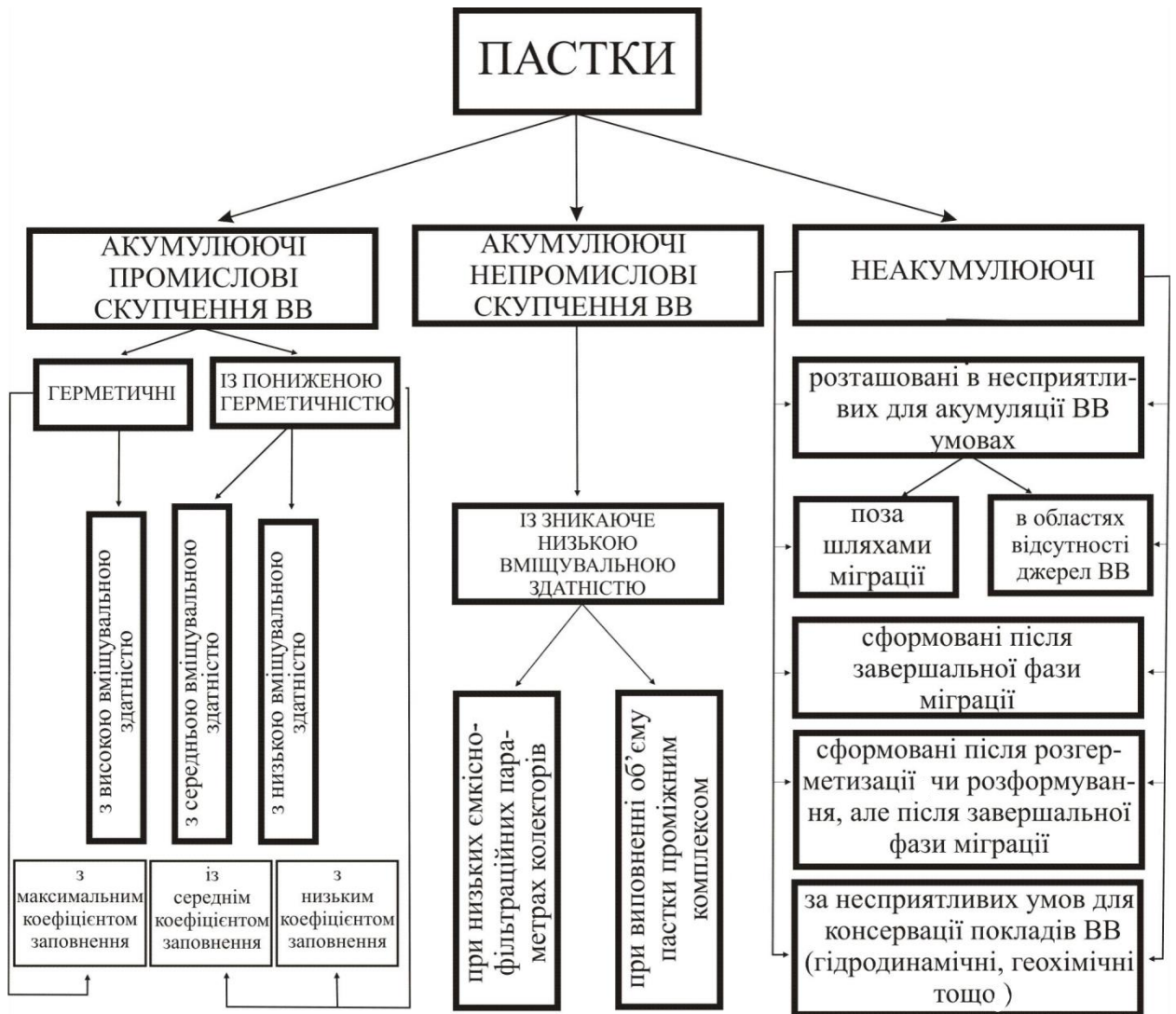


Рис. 4.5. Систематизація пасток вуглеводнів за вмщувальною і акумулюючою здатністю (за Б.П. Кабишевим та ін., 1994 р.)

Такий підхід до вивчення причинно-наслідкових зв'язків між факторами, що впливають на продуктивність пасток, сприяє підвищенню ефективності зонального і локального прогнозування перспектив нафтогазоносності і, відповідно, в цілому ефективності пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ.

Систематизація всіх різновидів комбінацій екранування і обмеження дала змогу виділити узагальнюючі варіанти, які покладено в основу класифікації пасток. В ній, за Б. П. Кабишевим та ін. (1994 р.), використані класифікаційні рівні, які, на наш погляд, є найбільш обґрунтовані, а саме: група, тип, підтип, клас, підклас. Група, згідно з рис. 4.4, включає склепінні (1), присклепінні (1а) і несклепінні (2) пастки. Тип (для несклепінних) охоплює: а) пастки з комбінованим екрануванням і комбінованим обмеженням; б) пастки з комбінованим

екрануванням й однорідним обмеженням. Підтип (для склепінних і несклепінних) включає: а) пастки з однорідним екрануванням і комбінованим обмеженням; б) з однорідним екрануванням і однорідним обмеженням. Клас для несклепінних являють собою пастки з комбінованим екрануванням, а для присклепінних – з комбінованим обмеженням. Підклас (для склепінних) включає власне склепінні повного контуру і такі ж ускладнені диз'юнктивами, що можуть бути віднесені до пасток з однорідним екрануванням. Під екраном тут мається на увазі покрівельний і підшовний флюїдоупори. Підклас (для несклепінних) включає пастки з однорідним екрануванням – це літологічно, стратиграфічно, гідродинамічно, диз'юнктивно і солештокоекрановані пастки.

4.4. Загальна характеристика сланцевого газу

Сланцевим називають газ, який можна вилучити із сланців, що вміщують органічну речовину. Останніми роками він став важливим джерелом природного газу в США, а до 2020 р., як прогнозують експерти, його видобуток може досягнути 50 % видобутку природного газу в США. Вибухоподібне зростання видобутку сланцевого газу пов'язано з упровадженням нових технологій, а саме, горизонтального буріння, причому свердловини можуть досягати латеральної протяжності 3 тис. м.

Під **сланцевим газом** розуміють газ, який міститься в дрібнозернистих осадових породах (як правило, морського походження), які одночасно є і колекторами, і материнськими породами, які характеризуються відносно високим вмістом органічної речовини, мають низьку пористість і дуже низьку проникність. Скупчення газу мають дуже великі геологічні запаси, але низький коефіцієнт вилучення, газ може бути термогенного походження, знаходиться у вільному (в порах) або сорбованому (на внутрішніх поверхнях керогену) стані (рис. 4.6), притік газу з покладу відбувається в процесі дифузії (в основній масі органічної речовини) та як течія згідно з законом Дарсі (в тріщинах), видобуток газу вимагає існування природної сітки тріщин та, як правило, заходів гідравлічної стимуляції.

Поклади сланцевого газу є унікальною вуглеводневою системою, в якій та сама формація порід є материнською породою, породою-колектором і породою-покришкою, коли формування покладу не потребує вуглеводневої пастки. Газ скупчується в ізольованих порах або адсорбується органічною речовиною. Необхідними умовами виникнення родовища сланцевого газу є: високий вміст органічної речовини (ОР); відносно значна потужність формації; висока термічна зрілість порід; відносно невелика глибина їх залягання (не більше 3000–4500 м).

Родовища сланцевого газу відомі у відкладах палеозою і мезозою. Газ приурочений до осадових порід, зазвичай сланців, що збагачені органікою, які вміщують горючу речовину (0,5–25 %). Одержувати з нього синтетичний сланцевий газ шляхом термічної переробки поки економічно не вигідно. Але в самому сланці є деяка кількість природного газу, який можна виділити. Сланці

відрізняються значною густиною і низькою пористістю, і газ залягає в невеликих ізольованих "кишенях", не утворюючи значних скупчень. Концентрація газу в сланцях набагато менше ніж у вугіллі і в природних газових родовищах (0,2–3,2 млрд. м³/км²). При коефіцієнті віддачі в 20 % ресурси газу, які можна вилучити, складають від 0,04 до 0,6 млрд. м³/км², але за рахунок великих площ сланцевих покладів його видобуток стає економічно виправданим.

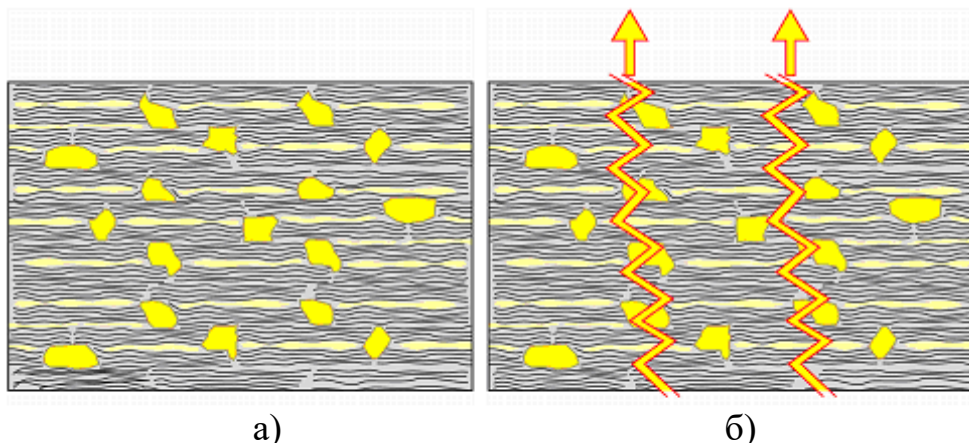


Рис. 4.6. Основні форми знаходження природного газу в сланцевих покладах: а) вільний газ у поровому просторі; б) газ, сорбований органічною речовиною чи глинистими мінералами

Природний сланцевий газ (ПСГ) вилучають з осадових глинистих сланців. Він складається переважно з метану і його гомологів (етан, пропан, бутан), з домішками сірководню, вуглекислого газу, азоту, водню і гелію, іноді встановлюється підвищений вміст радону. На відміну від ПСГ, традиційний природний газ є переважно сумішшю пропану і бутану. Як правило, це сухий газ, хоча в деяких утвореннях присутній і вологий газ. Так, на ділянках Антрім і Нью Олбені (Antrim, New Albany) в США свердловини зазвичай продукували воду і газ.

Газові сланці зазвичай багаті органікою утворення, які раніше розглядались переважно лише як вихідні породи і слугували для акумуляції газу в горизонті поблизу пісковикових і карбонатних колекторів континентальних газових проявів. Сланець є осадовою породою, складений переважно консолідованими частинками глинистої розмірності. Сланці заховались, як мули в низькоенергетичних обстановках таких як приливно-відпливних відмілинах і глибоководних басейнах, де тонкозернисті глинисті частинки випадали із суспензій в чистих водах. Під час осадження цих тонкозернистих осадків можлива також акумуляція органічного матеріалу у формі водоростей, рослин і тваринних органічних залишків.

Дуже тонкі пластинчастоподібні мінеральні глинисті зерна і сланцеваті горизонти осадків перетворювались в породу з проникністю, яка обмежується горизонтально і надзвичайно обмежена по вертикалі. Ця низька проникність значить, що газ вловлений в сланці не може легко мігрувати всередині породи навіть в геологічних відрізках часу, тобто мільйонів років. Ці підрозділи є

часто багаті органікою і розглядаються як вихідні тіла для більшості вуглеводнів, що продукуються в цих басейнах.

В типових відслоненнях сланців, з природними поверхніми напластування або шарами, можна бачити вертикальні тріщини, які січуть природну горизонтальну шаруватість. Подібні тріщини продукуються гідравлічним тріщинним стимулюванням в глибині блоків порід.

Нафтогазоносність глинистих порід – явище відоме і широко розповсюджене. Завдяки зусиллям В.І. Созанського ця проблема дістала свого часу значне висвітлення в Україні, тим більше, що розроблені ним уявлення про колекторську роль глинистих порід, повністю вкладаються в систему уявлень про абіогенне походження вуглеводнів та пояснюють існуючий дефіцит вихідної органіки для утворення крупних і гігантських родовищ нафти та газу. Промислові притоки нафти і газу в таких породах отримують в багатьох регіонах світу. Видобуток в промислових масштабах нафти здійснюється із тріщинуватих аргілітів і глинистих сланців і проводяться американськими нафтогазовиками в різних басейнах США. За А.І. Леворсеном такими є поклади нафти в сланцях крейдяного віку в штаті Колорадо (сланці Черокі – східний Канзас і сланці Четтенуча – Східний Кентуккі). Промислові притоки нафти отримані із сланців на родовищах Солт-Крік і Тоу-Крік в штаті Вайомінг. Кременисті сланці містять поклади нафти в Каліфорнії на родовищі Санта-Марія і Емс-Хілз, а також на родовищі Спроберрі в Техасі. Список родовищ нафти в аргілітах і сланцях можна значно розширити, якщо проаналізувати розповсюдження продуктивних горизонтів в басейнах Скалистих гір в Каліфорнії, в Передапалачському і Мічіганському басейнах США, а також в басейнах других країн світу.

Майже у всіх басейнах глинисті породи часто слугують колекторами для нафти і газу. Зокрема, в масивно-пластових покладах, де продуктивна частина розрізу представлена чергуванням пісковиків і аргілітів. В таких покладах контакт нафта – вода, газ – вода є єдиним для всього продуктивного розрізу, а глинисті товщі не розділяють родовища на окремі поверхи, що свідчить про єдину гідродинамічну систему.

Як і в Західному Сибіру, так і в Східному Передкавказзі, пошук покладів нафти було переорієнтовано на глинисті породи – в Ставрополлі виявлена така ж система чергувань ділянок із різними дебітами. Найважливішим при цьому є спільна відсутність залежності між продуктивністю ділянок та мірою збагачення органічною речовиною аргілітів. Ще однією їх спільною рисою є різка зміна дебітів – відносно високі на початку з різким падінням і подальшою стабілізацією. Очевидним поясненням цьому, на думку В.І. Созанського, є відпрацювання спочатку підвідних систем, а згодом основної маси покладу, де інша природа локалізації вуглеводнів. Загальними характеристиками колекторів є їх мозаїчний розподіл, лускоподібна будова, зумовлена розущільненням, листоватістю, плитчатістю аргілітистичних глин, наявність парафіну та відсутністю води.

Колекторська роль глинистих утворень чітко проявляється і в Дніпрово-Донецькій западині, де на Шебелинському, Гнідинцевському, Леляковському та деяких інших родовищах присутні глинисті пласти, що не поділяють поклади, а виступають як проникні горизонти. Як і в попередніх прикладах, зустрічаються нетрадиційні для звичних колекторів ситуації по відношенню межі вода – нафта чи вода – газ. Зокрема, на родовищі Мілк Ривер в Канаді, газ займає понижену, погано проникну частину розрізу монокліналі, тоді як вверх по розрізу колекторські властивості порід збільшуються і вони містять воду. Запаси родовища складають 250 млрд м³.

Ще більш курйознішими є ситуації щодо покладів басейнів Сан-Хуан (запаси 700 млрд м³) в США та Діп-Бейсін (запаси 11.8 трлн м³) в Канаді. На першому із них газоносними є погано проникні породи, а заводнені хороші колектори. Більше того, на родовищі продуктивний горизонт виходить на поверхню, але за 3 км від виходу він насичений газом і поклад не руйнується. В покладі Діп Бейсін колектори також мають низькі ємкісні характеристики, але вони насичені газом. В верхах же розрізу хороші колектори насичені водою. До відкриття родовища в другій половині 70-х років минулого століття ці утворення навіть не розглядались як перспективні. Лише масштабне вивчення порід з низькими колекторськими властивостями зробило можливим відкриття крупних і гігантських родовищ в Канаді, значною мірою орієнтуючись в своїх поглядах на успіхи у відкритті гігантських родовищ газу в США в породах з низькими колекторськими властивостями (Сан Хуан, Уаттенберг, Аркома та ін.), але з загальними запасами близько 50 трлн м³ газу.

Повчальними є відкриття покладів, де спочатку притоку газу чи нафти після відкриття продуктивного горизонту не спостерігається, хоча успішність буріння була вельми високою – на родовищі Діп-Бейсін із пробурених на 1979 рік 544 свердловин, 84% виявились продуктивними. У всіх свердловинах проводили гідророзрив продуктивного пласта з піском, скляними кульками та водою. Для цього етапу гідророзрив був стандартною процедурою і давав можливість свердловини переводити в розряд продуктивних.

Цими уроками варто скористатись для вичення та оцінки газо- та нафтоносності глинистих порід України. Зокрема для Дніпрово-Донецької западини (ДДЗ) В.І.Созанський пропонував корінну перебудову методики досліджень, а враховуючи і попередню, органічну, ідеологічну платформу походження вуглеводнів, зміну парадигми. Традиційне виділення перспективних ділянок за рисою фільтраційних властивостей в сукупності із наявністю сприятливих структур виявлені закономірності газоносності унікальних за розмірами (наприклад, в США і Канаді) родовищами заставляють переорієнтувати на глинисті, з низькими колекторськими властивостями утвореннями. Знову ж, за аналогією з особливостями зарубіжних родовищ сланцевого газу, масштаби потенційних об'єктів мають відповідати рангу крупних родовищ, з врахуванням площі та розмірів розрізів наявних структур.

Більш ранні, зазвичай випадкові, відкриті при бурінні ознаки газо- і нафтоносності в низькопроникних колекторах ДДЗ, на той час не викликали захоплення, а отже і залишались без уваги, але зараз мають відіграти роль реперних при оцінці перспектив тих чи інших ділянок. Вирішальним є наявність на цих ділянках аргілітів та інших глинистих утворень, як колекторів для промислових покладів. Проблемою при цьому видаються великі глибини, за якими можна очікувати промислових покладів газу.

Контрольні питання

1. *Що називається нафтою?*
2. *На чому ґрунтуються технологічні класифікації нафти?*
3. *Які гази мають назву природних горючих газів?*
4. *Як утворюється газовий конденсат?*
5. *Які існують наукові теорії походження нафти та вуглеводневих газів?*
6. *Як органічна речовина перетворюється на нафту і газ?*
7. *На чому ґрунтується неорганічна теорія виникнення нафти й газу?*
8. *Що таке природні геологічні колектори нафти і газу?*
9. *На які типи поділяються нафтогазові колектори?*
10. *Чим характеризується пористість гірських порід?*
11. *Яка різниця між загальною і відкритою пористістю?*
12. *Що таке ефективна пористість?*
13. *Якими параметрами визначається проникність гірських порід?*
14. *Що називають покладом нафти та газу?*
15. *Які породи відіграють роль покришки?*
16. *Що таке вуглеводнева пастка?*
17. *Що таке резервуар нафти і газу?*
18. *Що таке зона розуцільнення гірських порід?*
19. *Які типи нафтогазових пасток ви знаєте?*
20. *Схарактеризуйте літологічні та тектонічно екрановані пастки?*
21. *Що таке ресурси та запаси нафти й газу?*
22. *На які категорії поділяються ресурси та запаси вуглеводнів?*
23. *Де зосереджена переважна більшість світових ресурсів нафти і газу?*
24. *Які найбільші нафто- та газонасні регіони України?*
25. *У яких геологічних умовах утворюються газогідрати?*

Розділ 5. Гідрогеологічні особливості нафтогазових родовищ

Підземні води є постійним супутником нафти і газу у земній корі. Міграція вуглеводневих флюїдів у гірських породах часто супроводжується циркуляцією підземних вод термогідродинамічних, елюзійних та інфільтраційних водонапірних систем. Ці води характеризуються значними напорами, високою мінералізацією (до 320 г/дм³), лужністю (рН 7,5–8,5) та переважанням у їх складі хлор-іона, натрій-іона при майже повній відсутності сульфат-іона. Інколи лужні води нафтогазових родовищ мають дуже низку мінералізацію (до 1-5 мг/дм³) та гідрокарбонатний натрієвий склад (конденсаційні води). Всі вони отримали назву «нафтових вод».

Вперше нафтові води описав канадський геолог Т. Гант. Їхня унікальність завжди привертала увагу багатьох дослідників. Тому зараз існує ціла наукова галузь, що має назву нафтогазова (або промислова) гідрогеологія, основи якої закладано в роботах російських (А. Абрамович, В. Сулін, Н. Ігнатович, А. Карцев, М. Альтовский, В. Швець, А. Ніканоров та ін.), американських (І. Талмер, Дж. Роджерс, Д. Крауфорд, А. Лаверсен, Дж. Уайт та ін.), українських (А. Романюк, Є. Гавриленко, В. Колодій, О. Штогрин, Л. Гуцало, А. Бабинець, О. Лукін, Л. Швай, Ю. Застежко, В. Суярко, А. Тердовідов, В. Терещенко та ін.) дослідників і вчених із інших країн.

Особливе місце серед цих праць зараз займають роботи відомого українського геолога академіка НАН України О. Лукіна, який впевнено доводить єдність і взаємозв'язок гідрогеологічного, геодинамічного, літологічного, структурного, геохімічного та інших факторів нафтогазонагромадження в земних надрах.

5.1. Особливості знаходження води, нафти і газу у природних резервуарах

Умови знаходження води, нафти і газу в природному резервуарі залежать від взаємодії ряду факторів: співвідношення густини флюїдів (рідинно-газових сумішів), відносної насиченості порового простору кожним із компонентів, гідродинамічних умов у колекторському пласті, а також його літологічних особливостей і порової проникненості.

У пастках, що одночасно вміщують нафту, газ і воду, флюїди закономірно розподіляються по вертикалі, і кожний з них займає горизонтальний шар. Найлегша складова флюїду – газ – розташовується у поровому просторі у верхній частині пастки. Основною речовиною, що заповнює пори продуктивного шару, є нафта. Ще нижче поровий простір буває заповнений водою (рис. 5.1).

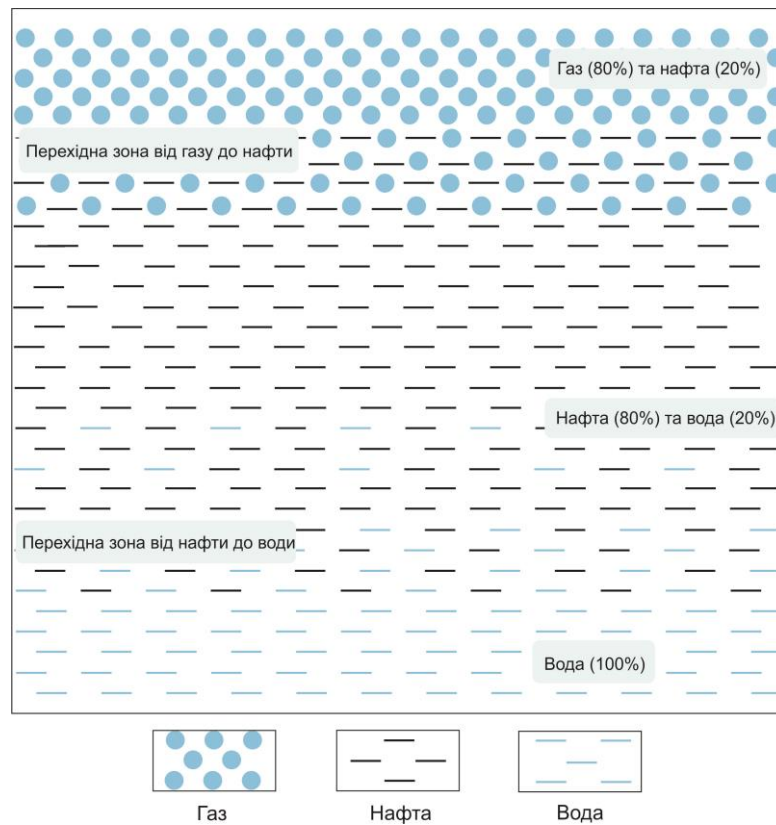


Рис. 5.1. Відносний розподіл газу, нафти та води у типовому природному резервуарі

Межа між нафтою і водою має назву *водонафтового контакту* (ВНК). У пастках, де нафта відсутня, а пасткові флюїди представлені лише газом і водою, межа між ними називається *газоводяним контактом* (ГВК) (рис. 5.2).

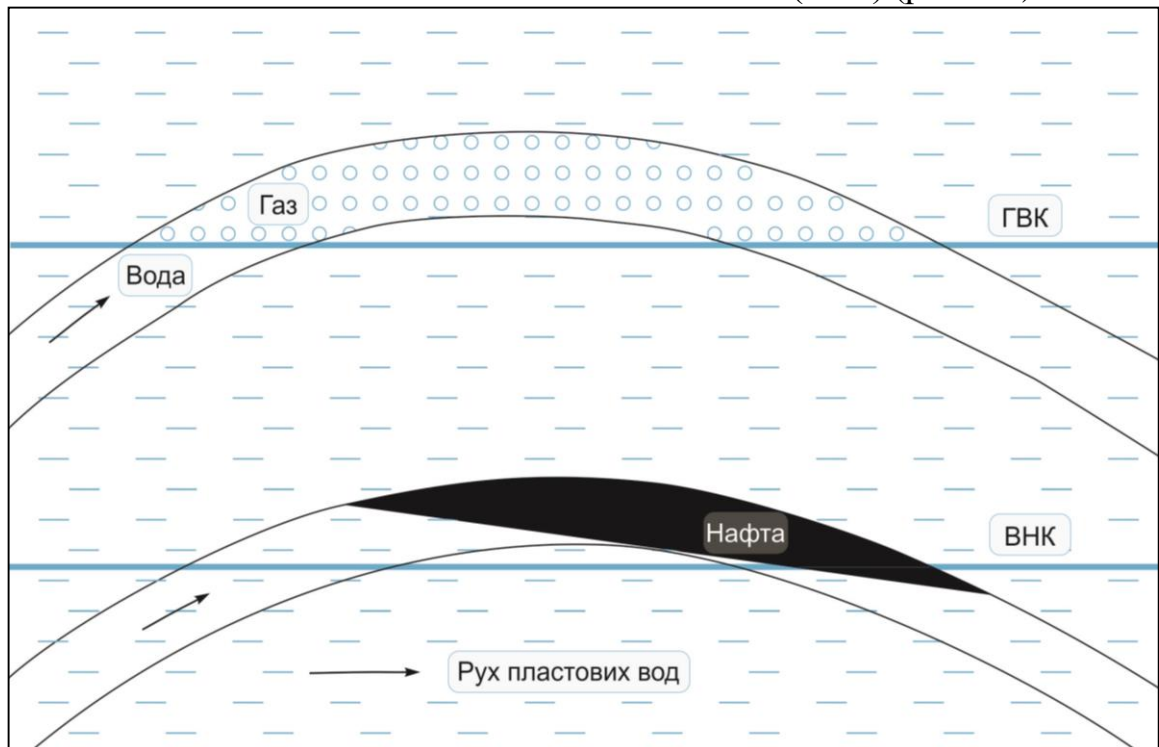


Рис. 5.2. Газоводяний (ГВК) та водонафтовий (ВНК) контакти у покладі нафтогазового родовища

Величина нахилів ГВК є прямим показником умов збереження покладів нафти і газу та захищеності їх від механічного руйнування підземними водами.

Вимиванню покладів перешкоджає значна відстань між областями живлення і розвантаження в сукупності з невеликою різницею абсолютних позначок цих областей.

Необхідно відзначити, що величина сучасного нахилу ВНК або ГВК зумовлена не тільки фільтрацією підземних вод. Серед факторів, що формують поклади з негоризонтальними контактами, є:

1) недостатність гравітаційних сил для подолання опору в малорухомих зонах контактів; 2) низька фазова проникність нафти в порівнянні з водою, через що остання займає підвищені частини структури; 3) вплив палеотектоніки.

Висхідні рухи підземних вод або вертикальні їх перетікання із нижніх водоносних комплексів у верхні зумовлюють також переміщення вуглеводнів, розчинених у пластових водах. В процесі міграції вуглеводні натрапляють на пастки, де накопичуючись формують поклади нафти і газу. Тому виявлення регіональних і локальних областей розвантаження підземних вод має важливе нафтогазопошукове значення.

На загальному регіональному гідродинамічному фоні області розвантаження пластових вод відмічаються зонами п'єзомінімумів. П'єзометричним мінімумам зазвичай відповідають гідрогеохімічні, геотермічні та інші аномалії. Утворення цих мінімумів нерідко спостерігається над нафтовими і газовими покладами або поблизу до них.

Слід зазначити, що порова вода знаходиться у природному резервуарі повсюдно. Вона може займати до 50 % його об'єму.

Вода не надходить у свердловину доти, доки кількість нафти і газу у породах – колекторах не зменшиться до такого рівня, за якого порода стає більш проникною для води, ніж для інших складових флюїду (нафти і газу).

Характер ВНК (водонафтового контакту) покладу свідчить про умови акумуляції нафти і газу у пастці та особливості її геолого-структурного формування.

Оскільки нафта, газ та вода утворюють єдину флюїдну систему, нафтогазові родовища можна розглядати як окремі елементи великих гідрогеологічних структур. Серед них на особливу увагу заслуговують водонапірні басейни, які складаються з напірних водоносних горизонтів та комплексів, що контролюються депресійними регіональними тектонічними структурами, заповненими осадовими породами. Тому нафтогазове районування великих територій часто співпадає з гідрогеологічним.

Свердловини, що в процесі пошуку та розвідки нафтогазових родовищ розкрили пористі породи лише з водою або воду з непромисловими кількостями нафти і газу (тобто ті, що не виявили нафтогазову заляж), мають назву «сухих», «водяних» або непродуктивних.

Як було зазначено раніше, нижня поверхня границі більшості нафтогазових і газових покладів є *водонафтовим або газоводяним контактом*. Вільні води, що оточують заляж, заповнюючи поровий простір нижче та навколо неї, мають назву *підшовних* або *крайових вод* залежно від їх положення відносно покладів (рис. 5.3).

Зі зниженням дебітів нафти і газу із більшості свердловин починають надходити нафтові води (розсоли), об'єми яких постійно збільшуються. Це порові, підшовні або краєві води. На деяких покладах вода надходить разом із нафтою зі свердловин вже на ранніх стадіях експлуатації, а в інших випадках видобування нафти або газу ніколи не супроводжується значними кількостями води. Пластові води у товщах, що залягають вище покладу, мають назву *верхніх вод*. Води з водоносних формацій, що залягають між продуктивними горизонтами, називаються *проміжними*.

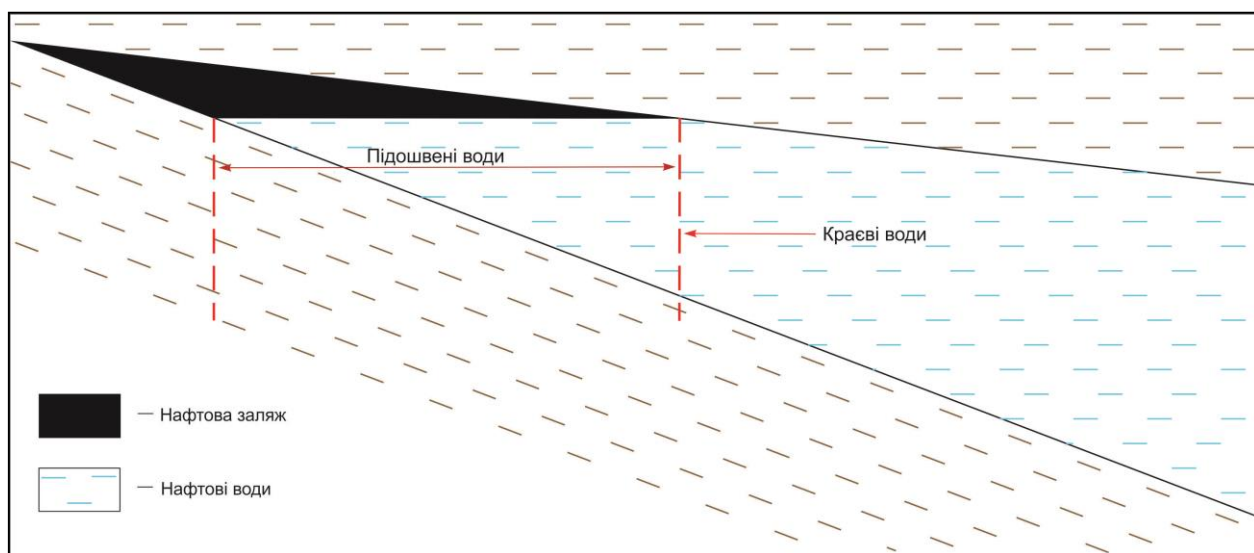


Рис. 5.3. Положення у розрізі підшовних та крайових вод відносно нафтового покладу

До основних гідродинамічних чинників, які зумовлюють вибір гідродинамічних критеріїв для оцінки регіональної нафтогазоносності надр належать умови поширення в просторі зон і областей утрудненого та інтенсивного водообміну і гідрогеологічного застійного режиму, а також ступінь промитості інфільтраційними водами відкладів окремих структурних поверхів у просторі та в часі тощо.

Гідрогеологічна зональність. Згідно з М.К. Ігнатовичем (1945), у вертикальному розрізі осадових товщ виділяються три гідродинамічні зони:

- *активного водообміну;*
- *утрудненої циркуляції;*
- *застійного водного режиму.*

Перша гідродинамічна зона розміщується у сфері впливу сучасної гідрографічної мережі. Друга зона охоплює глибокі частини протічних артезіанських басейнів і на платформах досягає глибин до 500–600 м, а в

складчастих областях – до 1000–2000 м. Третя гідродинамічна зона займає найглибші частини розрізу структур, але може простежуватися і неглибоко від поверхні землі (в гідрогеологічно закритих структурах). В практично застійних зонах швидкості підземних вод коливаються від часток сантиметра, рідше до перших сантиметрів за рік.

Гідрогеологічна закритість. Поняття “гідрогеологічна закритість структур” було введено М.К. Ігнатовичем (1945). Пізніше були спроби конкретизувати це поняття. Пропонувалося використати співвідношення величини мінералізації води до глибини залягання досліджуваного горизонту, а також бромний показник підземних вод, який визначається діленням вмісту бром у міліграмах на літр, помноженого на 100, на глибину залягання водоносного горизонту в метрах, а також величину хлор-бромного коефіцієнта.

Необхідно розрізняти регіональну і локальну гідрогеологічну закритість надр і структур. Регіональна гідрогеологічна закритість зумовлена наявністю регіональних водоупорів, локальна – локальних водоупорів.

Пластові тиски. Існує більше двадцяти гіпотез формування нормальних гідростатичних та аномальних тисків підземних вод, нафти і газів. Вважається, що основною причиною надгідростатичних тисків є утворення, міграція та акумуляція рідких та газоподібних вуглеводнів. Аномальне підвищення пластових тисків з глибиною розглядається як пошукова ознака на нафту і газ.

У той же час необхідно відзначити, що аномально високі пластові тиски (АВПТ) відомі і у випадках відсутності скупчень нафти та газу. Максимально високі пластові тиски виявлені у водоносних горизонтах, а не в покладах вуглеводнів.

Згідно із замірами пластових тисків у зонах АВПТ Причорноморсько-Кримського регіону відзначається, що у всьому діапазоні виявлених значень АВПТ з коефіцієнтом аномальності (K_a) від 1,3 до 2,2 заходяться водоносні горизонти. Найбільш часто продуктивні горизонти (в 66 % випадків) приурочені до значень K_a 1,5–1,8. Значення K_a , що перевищують 1,9, в більшості є характерними для водоносних горизонтів або трапляються в поєднанні газу з водою.

Аналіз фактичного матеріалу з різних нафтогазоносних районів Східноєвропейської платформи показав, що нафтові поклади в палеозойських відкладах характеризуються значеннями відношення $P_{пл}/P_{гидр}$ від 0,95 до 1,3, а в мезозойських відкладах – від 0,9 до 1,4, причому найчастіше значення для палеозойських відкладів 1,10–1,20 (69,5 % всіх вимірів), мезозойських – 1,0–1,15 (78,5 %). Частота появи певних значень відношення $P_{пл}/P_{гидр}$ залежить від глибин залягання покладів нафти і газу. Якщо для глибин понад 2000 м (палеозойські відклади) основна маса визначень (95 %) зосереджена в інтервалі 1,05–1,20, то для глибин 0–500 м вона (92 %) зосереджена в інтервалі 1,10–1,25. За даними В.В. Колодія (1981) для нафтових родовищ існує зворотний зв'язок між ресурсами нафти в покладі і відношенням пластового тиску до гідростатичного.

З наведеного видно, що до оцінки перспективності тої чи іншої

структури, на основі пластових тисків необхідно підходити дуже обережно.

П'єзометричні мінімуми. Формування локальних структур супроводжується частковим розвантаженням підземних вод через їх склепінні частини і тому по окремих горизонтах проведені ізобари мають замкнену форму, а їхні значення зменшуються від крил до склепіння. Це свідчить про наявність енергетичних передумов для радіального руху флюїдів до склепіння, що є сприятливим для локалізації нафти або газу.

5.2 Генетичні та геохімічні особливості підземних вод нафтогазових родовищ

За походженням води нафтогазових родовищ можуть бути поділені на метеорні, поховані та змішані.

Метеорні води – це води, які інфільтруються у пористі та проникні породи верхніх горизонтів геологічного розрізу. Присутність карбонатів та бікарбонатів, а іноді і сульфатів у водах якогось із нафтогазових родовищ вказує на те, що ці води хоча б частково надходять сюди з поверхні.

Похованими у нафтогазовій гідрогеології називають води, що знаходилися у колекторах до розкриття їх бурінням. Більшість похованих вод або розсолів характеризуються значним вмістом хлоридів та натрію. Концентрації NaCl в них є набагато більшими ніж у океанській воді. Загальногідрогеологічне значення терміну «поховані» води полягає у тому, що це сингенетичні або автохтонні води, що потрапили в осад одночасно з його утворенням та збереглися в ньому після його перетворення на гірську породу.

Змішані води вміщують хлоридні, гідрокарбонатні та сульфатні іони. Це вказує на їх складну природу формування внаслідок процесів змішування похованих та інфільтраційних вод.

Води нафтогазових родовищ можуть бути вільними та зв'язаними.

Вільні пластові води, маючи різний склад та походження, мігрують тими ж самими каналами фільтрації, що й вуглеводневі флюїди. Натомість *зв'язані води* існують в поровому просторі нафтогазового резервуара. Тут основна частина зв'язаної води є абсорбованою мінеральними частками або утримується капілярними силами. Такі води зі збільшенням водонасиченості до підшови покладу, переходять у вільні. Саме вільні води витісняються нафтою і газом під час формування покладів вуглеводнів.

Води нафтогазових родовищ найчастіше характеризуються *лужністю*. Показник концентрації водневих іонів (іонів гідрогену) в них становить 7,5-9,0, а окисно-відновний потенціал (Eh) нафтових вод, що вимірюється у мілівольтах, звичайно має від'ємні значення. Це вказує на їх відновний характер завдяки глибокому заляганню та ізолюваності від земної поверхні.

Підземні води нафтових і газових родовищ мають переважно хлоридний натрієвий склад і великий набір мікроелементів та газів, серед яких вуглеводні, галогени, азотисті сполуки, метали, інертні гази та ін.

Мірою вмісту розчинених у воді мінеральних речовин є її загальна мінералізація, що визначається масою сухого залишку після випарювання.

За загальною мінералізацією серед нафтових вод виділяють:

- ультрапрісні – до 0,1;
- прісні – 0,1–1,0;
- слабо мінералізовані – 1,0–3,0;
- середньої мінералізації – 3,0–10,0;
- високої мінералізації – 10,0–35,0;
- розсоли – понад 35,0.

У свою чергу розсоли нафтогазових родовищ за ступенем мінералізації поділяються на слабкі (до 140 г/дм³), міцні (140–270 г/дм³) та дуже міцні (270–340 г/дм³). Наявність у воді іонів кальцію і магнію обумовлює її жорсткість, яка є прямо пропорційною вмісту цих елементів.

Гази нафтових і газових родовищ є природними сумішами переважно вуглеводів метанового ряду із загальною хімічною формулою C_n H_{2n+2} (від метану до бутану). Як домішки, а іноді й у суттєвих кількостях зустрічаються H₂S, CO₂, N₂, а у незначних – H, Ar, He, пара Hg та інші. Природні гази розчиняються у воді і нафті. Їх розчинність залежить від тиску, температури та складу газу. У підземних водах у розчинному стані присутні метан і його гомологи, діоксид вуглецю, азот, сірководень, інертні гази – гелій, аргон, неон, радон та інші.

За В. Колодієм (2009), вміст розчиненого у водах кисню досягає 20 см³/дм³, H₂S – 2000 см³/дм³, а H₂ – до 1000 см³/дм³.

З водою гази утворюють молекулярні розчини. У підземних водах нафтогазоносних структур переважають CH₄ і його гомологи, а серед інших газів присутні CO₂, N₂, NO, H₂, інертні гази.

Об'єм газу, що розчинений в одиниці об'єму води за нормальних умов (тиску 760 мм рт. ст. і температурі 20 °С), називається *газонасиченістю води*. Вона є сумою об'ємів усіх розчинених у воді газів і виражається в одиницях об'єму газу на об'єм води (нм³/м³ або нсм³/см³).

Вміст вуглеводневих газів у водах нафтових і газових родовищ іноді перевищує 13 000 см³/дм³. *Фактичну газонасиченість* підземних вод можна визначити лише на основі аналізу глибинних проб, відібраних спеціальним пробовідбірником (КП – 65 та ін.).

Підземні води нафтогазових родовищ вміщують різноманітні органічні речовини (ОР), серед яких (в мг/дм³) жирні (n·10⁻³ – n·10³) та нафтенові (n·10⁻² – n·10²) кислоти; ароматичні вуглеводні – бензол (n·10⁻²·n·10²), толуол (n·10⁻³·n·10), феноли (n·10⁻²·n·10), азотисті сполуки (n·10⁻¹·n·10), сполуки фосфору (n·10⁻²·n·10) та інші. Проте у цих водах найбільш розповсюдженими є вуглеводні, що присутні у нафтогазових покладах.

Формування хімічного складу пластових вод нафтогазоносних родовищ обумовлюється палеогідрогеологічними умовами, складом порід водоносних товщ, глибинами залягання та іншими факторами. Основні компоненти їх іонно-

сольового складу є Cl^- та Na^+ . Підпорядковане значення мають HCO_3^- та SO_4^{2-} , а також Ca^{2+} та Mg^{2+} . У дуже міцних ($> 300 \text{ г/дм}^3$) розсолах іон Ca^{2+} може домінувати над іоном Na^+ . Тому, окрім переважно хлоридних натрієвих, тут зустрічаються також хлоридні кальцієві розсоли, а також гідрокарбонатні натрієві води. Останні, з мінералізацією у 5-10 разів меншою за показники гідрогеохімічного фону, мають назву *конденсаційних* або *салюційних*.

Конденсаційні води облямовують поклади вуглеводнів. Вони відрізняються високим вмістом йоду, бром, амонію, сіліцію, калію, стронцію, літію, рубідію, цезію та ін.

Якщо вміст мікроелементів у пластових водах (розсолах) збільшується зі збільшенням мінералізації, то у прісних конденсаційних водах така залежність відсутня. Це є свідченням того, що формування цих геохімічних типів вод відбувалося за різними схемами.

5.3. Гідрогеохімічні показники нафтогазоносності

Підземні пластові води родовищ нафти і газу мають специфічні особливості, які використовуються як показники при прогнозуванні нафтогазоносності надр. При цьому виділяють *локальний* (на окремих структурах і ділянках) та *регіональний* (на великих площах) види прогнозування.

Оскільки підземні води є основним носієм не лише мінеральної речовини, а й теплової енергії, вони виступають головним чинником процесів *тепломасопереносу* в земній корі. Води, що мають підвищену температуру, часто спостерігаються у зонах нафтогазових родовищ, які контролюються розломними структурами. Це явище пов'язане з висхідним розвантаженням вуглеводневих флюїдів, підземних вод і теплового потоку по тих же самих каналах фільтрації. Ось чому гідрогеотермічні аномалії є важливим індикатором скупчень нафти і газу в надрах.

Для прогнозу нафтогазоносності використовують також геохімічний тип вод і характер їхньої загальної мінералізації, сульфатність, вміст мікроелементів (амоній, йод, бром, бор, ртуть, гелій, стронцій, ванадій) та інші особливості.

Найбільш загальними показниками нафтогазоносності у стабільних платформених умовах є *хімічний* склад (хлоридний натрієвий) підземних вод та їх висока *мінералізація*. У зонах альпійської активізації, що проявляється і у сучасних тектонічних рухах, надійним показником є гідрокарбонатні натрієві води з низькою мінералізацією.

Важливим критерієм оцінки нафтогазоносності є *сульфатність* підземних вод, яка різко знижується при наближенні до контуру нафтогазового покладу.

Органічні речовини, розчинені у підземних водах, належать до прямих показників присутності скупчень вуглеводів у надрах, оскільки вони не лише є джерелом утворення нафти і газу, а й можуть надходити у підземні води з нафтового покладу внаслідок конвективного та молекулярного дифузійних процесів. Слід зазначити, що присутність органічної речовини у підземних водах пов'язана в основному з покладами нафти і газоконденсату.

Досить надійним показником нафтових покладів є *радіоактивність* підземних вод за рахунок збагачення їх солями радію. Натомість самі нафти відрізняються низьким вмістом радію.

Вміст у підземних водах *ароматичних вуглеводнів* (бензолу і толуолу) також може слугувати прямим показником нафтогазоносності. З наближенням до нафтових і газоконденсатних покладів концентрація їх значно підвищується.

Феноли, що у водах нафтових та газоконденсатних родовищ досягають концентрацій 20–30 мг/дм³, можуть бути ознакою наявності в надрах легких нафт та газоконденсату.

Гази, що присутні у підземних водах, – важливий показник нафтогазоносності. Найбільше значення мають вуглеводневі гази, а також гелій, пара ртуті, азотисті сполуки (N, NO, NO₂, NH₃) та інші.

Загальна газонасиченість підземних вод визначається як кількість газу, розчиненого в одиниці об'єму води. Найбільша газонасиченість вод спостерігається у зонах метанової газоносності.

Гідрогеохімічні аномалії, що є ділянками різкої зміни хімічного складу підземних вод порівняно з фоновими показниками, є важливим критерієм прогнозування і пошуку родовищ нафти та газу. Це визначається тією величезною роллю, яку вода відіграє у формуванні та руйнуванні вуглеводневих покладів у земних надрах.

Аномальні ділянки характеризуються контрастністю, під якою розуміють співвідношення вмісту компонентів у воді в межах аномалії до їх фонових (середніх) значень. Чим більшою є контрастність, тим надійнішою у прогнозуванні є аномалія.

Здебільшого гідрогеохімічні аномалії приурочені до тектонічно послаблених ділянок, де відбувається висхідне розвантаження вод глибоких горизонтів, нафтогазових флюїдів, теплового потоку та хімічних елементів і сполук глибинного генезису. Дуже часто на денній поверхні або поблизу неї розвантажуються хлоридні розсоли або прісні гідрокарбонатні конденсаційні (салюційні) води, що є важливою ознакою можливої присутності покладів нафти або газу. Це так звана «гідрогеохімічна інверсія», прояви якої часто супроводжують родовища вуглеводнів.

Контрольні питання

1. Чому підземні води є постійним супутником нафти і газу?
2. Якими ознаками характеризуються нафтові води?
3. Як формуються газоводний (ГВК) та водонафтовий (ВНК) контакти?
4. Що називається підошовними та крайовими водами?
5. Що називається верхніми та проміжними водами?
6. Які генетичні типи вод присутні у нафтогазових родовищах?
7. Які розчинені гази присутні у підземних водах?
8. Якими факторами зумовлюється формування хімічного складу вод нафтогазових родовищ?
9. Що називається конденсаційними (салюційними) водами?

10. Які гідрогеологічні показники використовуються для прогнозування нафтогазоносності?
11. Якою є природа формування гідродинамічних аномалій?
12. Що називається гідрогеохімічною інверсією?
13. Які гідрогеохімічні аномалії вказують на можливу присутність скопчень вуглеводнів?
14. Схарактеризуйте гідрогеотермічні показники нафтогазоносності.

ЧАСТИНА II. ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ ПРОГНОЗУВАННЯ, ПОШУКУ ТА РОЗВІДКИ РОДОВИЩ ВУГЛЕВОДНІВ

Науковою основою прогнозування, пошуку та розвідки родовищ вуглеводнів є вчення про формування та умови розміщення скупчень нафти і газу у літосфері. Більше того, теорією і практикою нафтогазової геології є встановлені закономірності зв'язку обох цих факторів у межах нафтогазоносних провінцій і областей, а також локальних скупчень нафти та газу.

Розділ 6. Об'єкти і критерії прогнозування нафтогазоносності надр

Наукове обґрунтування прогнозування нафтогазоносності надр здійснюється на певних об'єктах, на які й спрямовані геологічні, геофізичні й геохімічні дослідження та бурові роботи. Для якісної та надійної оцінки перспектив нафтогазоносності надр у межах будь-якого геологічного середовища необхідно чітко виділяти об'єкти прогнозування як у просторі, так і в розрізі порід, які беруть участь в будові цього середовища.

Об'єкт прогнозування нафтогазоносності надр – це певна територія або геологічне тіло в надрах земної кори, які становлять інтерес для проведення досліджень з метою оцінки перспектив їх нафтогазоносності. Виділення об'єктів проводиться при нафтогазогеологічному районуванні.

Геологічний прогноз або геологічне обґрунтування доцільності проведення пошуків полягає в аргументованому доведенні наявності в надрах досліджуваної території сприятливих умов для формування та збереження скупчень нафти і газу. Сучасна теорія і практика геологічного обґрунтування пошуків нафти і газу базується на аналізі *геологічних передумов* – **критеріїв нафтогазоносності**, що залежать від особливостей розташування їх скупчень у земній корі.

6.1. Об'єкти прогнозування нафтогазоносності

Аналіз геологічних умов і територіального розміщення нафтогазоносних провінцій, областей, зон і родовищ нафти та газу в межах різних континентів світу свідчить про те, що формування й просторове розташування їх в земній корі пов'язані, головним чином, з структурно-тектонічною будовою певних ділянок та їх літолого-фаціальним складом. Тому для прогнозування нафтогазоносності надр необхідно використовувати два принципових підходи: 1) з'ясувати форми залягання геологічних тіл різних порядків; 2) дослідити літолого-фаціальну характеристику порід.

Відповідно до цього при оцінці перспектив нафтогазоносності надр розглядається два види об'єктів прогнозування: **територіальні** та **резервуарні**. Серед територіальних об'єктів прогнозування нафтогазоносності

надр у залежності від механізму утворення виділяються два типи: *геоструктурні* та *неструктурні* (рис. 6.1).

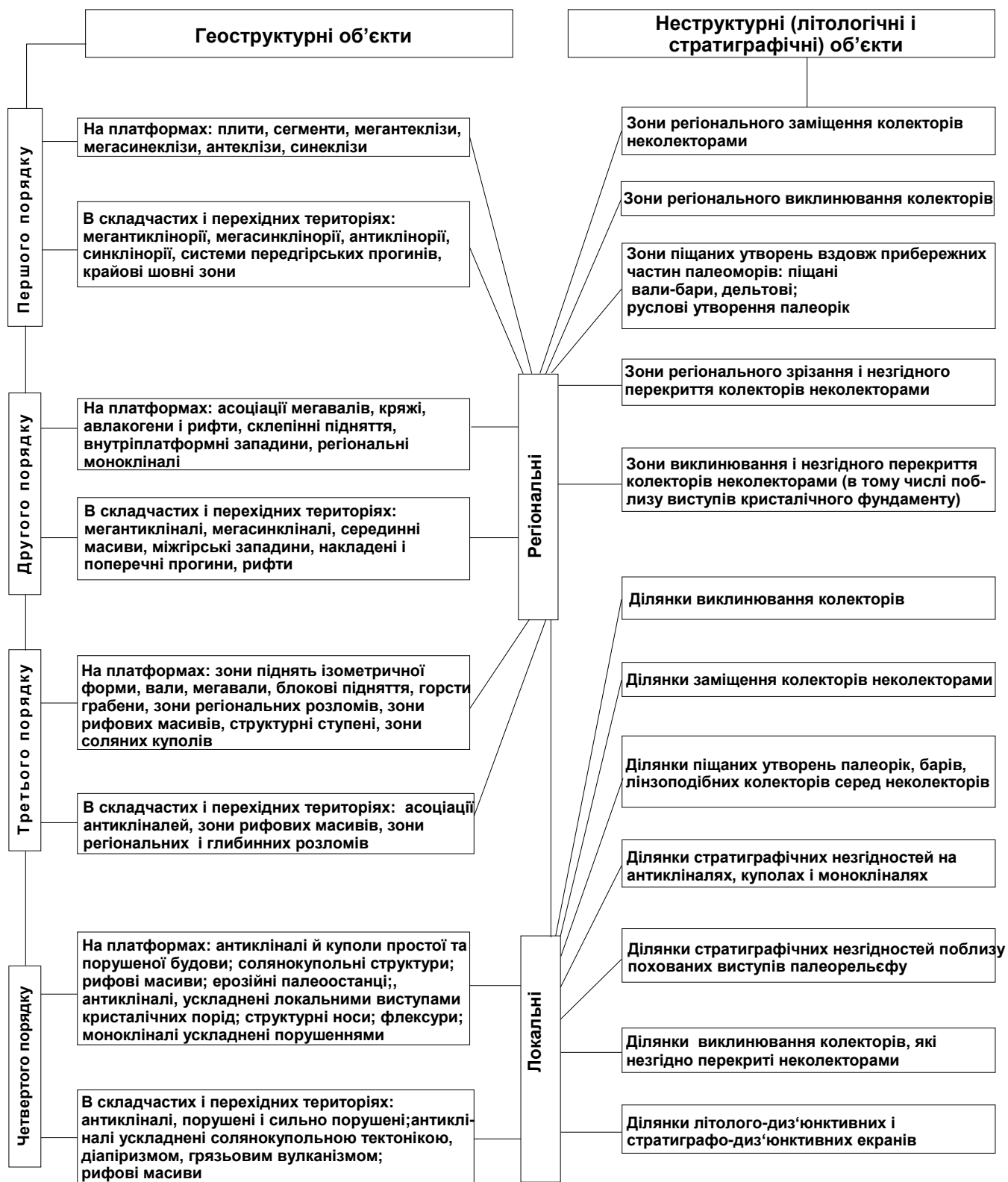


Рис. 6.1 - Схема ієрархічної супідрядності об'єктів прогнозування нафтогазоносності надр, які контролюють регіональне і локальне нафтогазонагромадження в літосфері (за А. Бакіровим, 1987)

6.1.1. Геоструктурні об'єкти

До *геоструктурних* об'єктів належать різномірні й різномасштабні складові частини (геоструктурні елементи) платформ, складчастих і перехідних територій земної кори, які сформувались внаслідок тектонічних процесів геологічного розвитку. З такими геоструктурними об'єктами пов'язана переважна більшість відкритих родовищ, які вміщують основні запаси нафти і газу у літосфері.

Геоструктурні об'єкти розподіляються за категоріями із врахуванням тектонічного режиму їх формування та розвитку, оскільки цим визначаються основні фактори, які зумовлюють нафтогазоносність. При їх класифікації враховуються: особливості формування та режим геологічного розвитку окремих об'єктів у межах платформних, складчастих і перехідних тектонічних структур; їх ієрархічна супідрядність; розміри та морфологічні особливості геоструктурних об'єктів.

Надпорядкові геоструктурні об'єкти. До надпорядкових геоструктурних об'єктів, які контролюють сукупність нафтогазоносних провінцій належать *платформи і геосинкліналі (складчасті системи)*. Континентальні платформи, що характеризуються значною товщиною осадового чохла, є сприятливішими для нафтогазонагромадження, ніж океанічні платформи, де товщина земної кори і осадового чохла, зокрема, є невеликою.

Платформи з давнім (докембрійським) фундаментом характеризуються найбільшим діапазоном промислової нафтогазоносності. Так, наприклад, у межах Східноєвропейської платформи виявлено поклади нафти і газу у відкладах від докембрійських до неогенових, причому найбільші скупчення вуглеводнів зосереджені в породах палеозою. У межах осадового чохла молодих платформ (наприклад, Західносибірської), які ускладнені численними різномасштабними структурами, часто містяться гігантські скупчення нафти і газу.

Геоструктурні об'єкти I порядку. З геоструктурними об'єктами I порядку у платформних областях пов'язані нафтогазоносні провінції та субпровінції.

Несприятливі умови для нафтогазонагромадження є характерними для щитів, що обумовлено розвитком тут переважно вертикальних рухів, відсутністю або незначною товщиною осадового чохла, а також наявністю великої кількості розломів та інтрузій. До геоструктурних об'єктів I порядку платформних і складчастих областей належать:

Плити – величезні негативні структури платформ з найсприятливішими умовами для нафтогазоутворення, через стійку тенденцію до нисхідних тектонічних рухів і нагромадження осадових порід значної товщини (Західносибірська, Туранська, Скіфська, Сахарська, Північноамериканська, Аравійська плити).

Сегменти – великі частини плит, які розділені глибинними розломами та відрізняються одна від одної геотектонічним режимом розвитку і

структурною будовою. Наприклад, у межах Туранської плити виділяються Мургабський, Амудар'їнський, Каракумський, Південномангшлацький, Північноустюртський сегменти, які суттєво різняться за характером нафтогазоносності.

Мегантеклізи та антеклізи –ізометричні позитивні форми, що сягають у перетині сотень і тисяч кілометрів. Вони вміщують склепінні підняття і западини, характеризуються скороченими товщинами осадових товщ, випадінням із розрізу окремих стратиграфічних підрозділів і меншими амплітудами прогинань, ніж у мегасинеклізах і синеклізах. Прикладами є Волзько-Уральська антекліза, з якою пов'язана значна нафтогазоносність.

Внутрішньоплатформні синеклізи та мегасинеклізи – області негативних ізометричних контурів поперечним розміром сотні і тисячі кілометрів відповідно, які містять склепінні підняття і западини, що мають значно більші амплітуди прогинань, ніж мегасинеклізи й синеклізи, підвищену товщину осадових товщ і більшу повноту стратиграфічного розрізу (Лено-Вілюйська мегасинекліза й Єнісейсько-Хатанзька синекліза).

Крайові мегасинеклізи – великі за розмірами (у декілька сот, а іноді й тисяч кілометрів у перетині) окраїнні території платформ, що зазнали значних прогинань, які характеризуються величезними товщини осадових порід (до 20 км); великими амплітудами та високими швидкостями прогинання; розвитком соляної тектоніки; відокремлення від прилеглих областей платформ регіональними розломами. Прикладом є Прикаспійська і Примексиканська крайові мегасинеклізи, з якими пов'язані однойменні нафтогазоносні провінції.

До геоструктурних об'єктів I порядку в складчастих областях належать: мегантиклінорії й мегасинклінорії, антиклінорії та синклінорії, системи передгірських прогинів і крайові шовні зони.

Мегантиклінорії й мегасинклінорії –асоціації гірсько-складчастих споруд, до яких входить декілька антикліноріїв і синкліноріїв і які зазнали в осьовій частині системи найбільший підйом або найінтенсивніше прогинання, внаслідок чого на земну поверхню виходять відповідно найдавніші або наймолодші відклади. У межах складчастої системи вони є найбільшими позитивними або негативними структурними елементами, що характеризуються незначною нафтогазоносністю надр (Центральносahalінський мегантиклінорій, мегантиклінорії Великого і Малого Кавказу).

Антиклінорії та синклінорії – складчасті системи протяжністю, до сотень і шириною у кілька десятків кілометрів, що мають антиклінальну або синклінальну будову. Промислова нафтогазоносність трапляється рідко.

Передові (передгірські) прогини – витягнуті вздовж гірських систем негативні структури, які характеризуються регіональним зануренням фундаменту, значною товщиною осадових товщ і асиметричною будовою (пологий платформний і крутий геосинклінальний борти), з якими пов'язані нафтогазоносні регіони (Передкарпатський, Передкавказький, Передуральський, Передапалацький, Передандійський).

Крайові шовні зони – території, пов'язані з розломами, які відділяють геосинклінальну складчасту область від платформи. До таких зон (наприклад, між Уралом і Західносибірською платформою) часто приурочені промислові скопчення нафти і газу.

Геоструктурні об'єкти II порядку. Геоструктурні об'єкти II порядку у платформних областях: *асоціації мегавалів і кряжі, склепінні підняття, авлакогени, рифти, внутрішньоплатформні та накладені западини, регіональні моноклінали.*

Мегавали – значні позитивні лінійні платформні структури довжиною до 500 км і завширшки до 200 км. До асоціацій таких мегавалів приурочені нафтогазоносні області (у межах Західносибірської плити, Прикаспійської мегасинеклізи тощо).

Поховані кряжі – лінійно витягнуті платформні покриви, які відповідають денудованому підняттю в складчастому поверсі фундаменту. До деяких з них приурочені нафтогазоносні області (кряж Карпінського в Передкавказзі, кряж Немаха в США тощо).

Палеорифти (авлакогени) – значні видовжені (до сотень, а іноді тисяч кілометрів) грабеноподібні прогини в платформі, що обмежені розломами. Такі глибокі депресії характеризуються великою товщиною осадових порід, та складчастістю, ускладненою соляною тектонікою тощо). Авлакогени, які заповнені мезо-кайнозойськими відкладами, є переважно нафтоносними (Камбейський, Суецький, Реконкаво тощо). Доальпійські авлакогени, складені палеозойськими відкладами, є переважно газоносними (Дніпровсько-Донецький, Учіто тощо).

Рифти – лінійно витягнуті структури глибинного походження, які утворюють вузькі зони розтягнення в послаблених ділянках платформних територій земної кори. Характеризуються проявами вулканізму (іноді вони відсутні), підвищеною сейсмічністю, наявністю осьових грабенів (опущених ділянок, обмежених скидами, іноді підкидами) З похованими рифтами, заповненими товщею осадових порід, пов'язані значні за запасами нафтогазоносні області (Дніпровсько-Донецький палеорифт).

Склепінні підняття – позитивні регіональні платформні структури, які, зазвичай, в плані мають ізометричну форму, значу площу поширення (від 10 до 100 тис. км²) і амплітуду (500–1500 м). Вони характеризуються розвитком переважно висхідних рухів на початкових етапах і переважно низхідних рухів на наступних етапах тектогенезу, регіональною незгідністю між нижнім і верхнім поверхами платформного чохла, успадкованим або інверсійним розвитком. У межах склепінних піднять виявлено багато великих і гігантських родовищ нафти і газу: Татарське, Нижньовартівське, Сургутське, Астраханське (Росія), Цинциннатське, Центральноканзаське, Бенд (США).

Внутрішньоплатформні западини – регіональні негативні структури площею від 5 до 100 тис. км², які розташовані у внутрішніх частинах платформи, що часто мають округлу форму і характеризуються пологими крилами з незначними кутами падіння порід, переважанням низхідних рухів на протязі тривалого геологічного часу, повнотою стратиграфічного розрізу

при товщині осадових товщ 2–5 км і більше та успадкованим або інверсійним розвитком. *Накладені западини*, які відображаються, переважно, у верхніх горизонтах осадового чохла, часто контролюють нафтогазоносні провінції (Мелекес-Абдулінська, Мургабська, Амудар'їнська, Аквітанська, Сичуанська, Іллінойська, Пермська, Басра-Кувейтська).

Регіональні монокліналі – занурені схили платформ, які часто ускладнені флексурами, структурними ступенями й терасами. Вони можуть контролювати розміщення нафтогазоносних областей (моноклінальні схили Руської плити, північно-східноий схил Туранської плити).

До об'єктів II порядку в складчастих системах належать: *мегантикліналі й мегасинкліналі, серединні масиви й міжгірські западини, накладені й поперечні прогини, рифтові системи.*

Мегантикліналі й мегасинкліналі – великі (протяжністю від 20 до 150 км) відповідно позитивні й негативні структурні форми субрегіонального порядку в межах рухомих областей, які об'єднують декілька простих антиклінальних і синклінальних складок. З мегантикліналями і мегасинкліналями пов'язані нафтогазоносні області (Таджикистан).

Серединні масиви – ділянки земної кори всередині геосинклінальної області, які консолідувались ще до виникнення самої геосинкліналі та розвиваються в процесі її існування як відносно підняття. Вони характеризуються сильно дислокованим фундаментом і менш дислокованим осадовим чохлом. Деякі серединні масиви (наприклад, Центральноіранський) вміщують промислові родовища нафти і газу.

Міжгірські западини – області відносного прогинання всередині гірських складчастих споруд, які виникли в епохи орогенезу. Мають ізометричну або слабо видовжену форму. Можуть бути накладеними (які сформувались на місці серединних масивів) або успадкованими (що сформувались на місці синкліноріїв). З міжгірськими западинами пов'язана значна кількість нафтогазоносних провінцій і областей: Західнотуркменська, Ферганська, Маракайбська, Закарпатська та ін.

Накладені й поперечні прогини – області занурень, які розташовані під кутом до давніх структур, які існували раніше (прогин накладений), або області, які протягуються до межі поперечного прогина (кратона) як продовження геосинкліналі, що його оточує (западина акваторії південного Каспію).

Рифтові системи – значні лінійно витягнуті (до 1000 км і більше) структури глибинного походження, які характеризуються блоковою будовою, інтенсивними проявами вулканізму, сучасною сейсмічністю, високим тепловим потоком. Прикладом можуть бути рифтові системи заходу Північної Америки, з якими пов'язані області нафтогазонагромадження (Лос-Анджелес, Вентура-Санта-Барбара, Грейт-Веллі), які заповнені товщею мезозойсько-кайнозойських відкладів.

Серед геоструктурних об'єктів III порядку у платформних умовах виділяються: *куполоподібні підняття, мегавали, вали, блокові підняття, горстоподібні підняття та грабеніподібні прогини.*

Куполоподібні підняття – субрегіональні позитивні платформні структури округлої та ізометричної форми площею від кількох сотень до кількох тисяч квадратних кілометрів. Вони широко розповсюджені в межах склепінних піднять плит (Ромашкінське на Татарському склепінні Руської плити і Самотлорське на Нижньовартівському склепінні Західносибірської плити).

Мегавали – вали великих, регіональних розмірів, з якими пов'язані гігантські зони нафтогазонагромадження на Близькому Сході і в Африці. Серед них є унікальні – Гхавар, Абкайк-Хатіф, Сафанія-Хафджі, Маніфа, Вафра-Бурган-Магва-Ахмаді, Раудатайн-Румейла (у межах Аравійської плити), Амгід-Хассі-Мессауд (на Сахарській плиті).

Вали – субрегіональні позитивні витягнуті платформні структури довжиною у десятки або перші сотні км. Класичним прикладом приуроченості зон нафтогазонагромадження до валів є Волго-Уральська нафтогазонасна провінція.

Характерною особливістю валів є те, що скупчення нафти і газу часто заповнюють не лише склепіння локальних структур, що ускладнюють будову цих структур, але й синкліналі, що розділяють ці склепіння. В результаті часто формуються супергігантські родовища нафти і газу.

Блокові підняття – здійснені блоки фундаменту і осадового чохла здебільшого ізометричної форми, які обмежені розломами і розділені прогинами. З такими блоковими підняттями на Туранській плиті пов'язані зони нафтогазонагромадження (Газлінська, Мубарецька, Янгиказганська, Чарджоуська та ін.).

Горсти – ділянки земної кори, здійснені по відношенню до сусідніх ділянок і відокремлені від них тектонічними порушеннями, що часто ускладнюють великі склепінні підняття. Незначні за запасами зони нафтогазонагромадження, пов'язані з горстами, виявлено в межах Патагонської платформи (Південна Америка).

Грабени – ділянки земної кори, опущені по відношенню до сусідніх ділянок і відокремлені від них тектонічними порушеннями. З грабенами пов'язані незначні за запасами зони нафтогазонагромадження Бразильської платформи.

Зони розривних порушень, які супроводжують прибортові частини крайових мегасинекліз, можуть бути перспективними щодо їх нафтогазонасності. Яскравим прикладом такої зони є зона тектонічних порушень Балконес-Мексія, виявлена в прибортовій частині Примексиканської синеклізи.

Асоціації рифогенних структур (атолів, бар'єрних рифів тощо), які виявлені на різних ділянках платформних територій, часто вміщують родовища нафти і газу. Наприклад, зона “Золотий пояс”, що приурочена до атолу Ель-Абра Примексиканської мегасинеклізи, Карачаганацька зона рифових масивів у прибортовій частині Прикаспійської мегасинеклізи, а також зона, пов'язана з бар'єрним рифом Ледюк в Альбертській западині (Канада).

Структурні ступені (тераси), з якими пов'язане нафтогазо-нагромадження, ускладнюють переважно моноклінальний схил платформ або схили великих склепінних піднять. Вони відомі на західному зануренні Альметівської вершини Татарського склепіння та в межах Туранської плити.

Асоціації солянокупольних (діапірових) структур – зони розвитку соляних куполів, сформованих в результаті прояву сольової тектоніки. Складаються із соляних штоків, надсольових структур, утворених куполоподібно піднятими над ядром породами, які звичайно розірвані скидами та приштокових структур.

З такими асоціаціями солянокупольних структур, які формуються переважно в межах крайових мегасинекліз (Прикаспійської, Примексиканської) і авлакогенів (Дніпровсько-Прип'ятський), часто пов'язані родовища вуглеводнів (Байчунаська в Прикаспії, Міссісіпська в США, Річицька в Білорусі).

У складчастих і перехідних територіях до об'єктів III порядку належать асоціації антикліналей, зони рифогенних структур і зони регіональних і глибинних розломів.

Асоціації антикліналей (антиклінорії) – сукупність брахіантикліналей і антикліналей складної будови, які групуються в лінійно витягнуті зони піднять переважно в межах антикліноріїв міжгірських западин. До таких структурних елементів, з якими пов'язане нафтогазонагромадження, належать структури Передкарпаття, Апшерону, Сахаліну та Західного Туркменістану

Зони рифогенних структур – асоціації близько розташованих похованих рифів одного віку і однакового геологічного розвитку. Зони нафтогазонагромадження, пов'язані з такими структурними елементами, виявлені, наприклад, в Передуральському прогині.

Регіональні й глибинні розломи – ділянки земної кори, які розділяють всередині складчастих систем різні регіональні геотектонічні елементи і характеризуються великою протяжністю (сотні й тисячі кілометрів), шириною в десятки кілометрів, тривалістю й багатозначністю розвитку та глибиною проникнення в мантію (до 400 км і більше). Такі зони значною мірою контролюють умови формування і розташування родовищ нафти і газу. Вони впливають на утворення різних типів пасток, а також можуть бути провідними каналами при міграції флюїдів або, навпаки, екранами на шляхах їх міграції. У багатьох нафтогазоносних провінціях світу родовища нафти і газу розташовані у вигляді лінійних ланцюгів і приурочені до зон регіональних глибинних розломів (Жигулівська зона в Уралі-Поволжі, Жетибай-Узенська в Казахстані тощо).

Геоструктурні об'єкти IV порядку – найдрібніші геоструктурні елементи, які ще називають локальними структурами або пастками нафти і газу. В них існують геологічні умови для акумуляції та збереження вуглеводнів, і безпосередньо знаходяться поклади нафти і газу. До цих геоструктурних об'єктів належать різноманітні за будовою і генезисом локальні підняття, які можуть бути пастками для нафти і газу: антиклінальні складки, ерозійні виступи, рифи, незамкнуті структури (у вигляді флексур,

структурних носів, монокліналей), які можуть бути ускладнені диз'юнктивами, фаціальною зміною порід, стратиграфічними незгідностями, солянокупольною тектонікою, діапіризмом, грязьовим вулканізмом тощо.

Геоструктурні об'єкти IV порядку є безпосередніми об'єктами для постановки на них пошукового буріння і в практиці проведення геологорозвідувальних робіт одержали назву “*нафтогазоперспективного об'єкту*”.

Нафтогазоперспективний об'єкт (НГПО) – це локальна структура (пастка) у надрах земної кори, продуктивність якої за комплексом критеріїв якісно та кількісно оцінена позитивно. Слід зауважити, що в літературі і на практиці термін “нафтогазоперспективний об'єкт” ототожнюється з терміном “нафтогазоперспективна структура”.

6.1.2. Неструктурні об'єкти

У деяких нафтогазоносних регіонах світу, що мають високу ступінь геологічної вивченості надр, виявлено величезні скупчення нафти і газу, які контролюються неструктурними об'єктами.

До *неструктурних* об'єктів належать такі геологічні тіла в надрах земної кори, формування яких зумовлене, здебільшого, просторовою зміною характеру літолого-стратиграфічних комплексів порід або їх певним співвідношенням.

У залежності від головних чинників, які впливають на їх формування, розрізняють: *літологічні, стратиграфічні та комбіновані* типи регіональних та локальних неструктурних об'єктів. При цьому до регіональних належать об'єкти, які контролюють зони нафтогазонагромадження, а до локальних – об'єкти, з якими пов'язані родовища нафти і газу.

Літологічні об'єкти. До літологічних належать об'єкти, формування яких зумовлено просторовою неоднорідністю розрізу за колекторськими властивостями гірських порід, що його складають. Серед регіональних виділяють такі об'єкти:

Зони регіонального заміщення колекторів неколекторами і регіонального виклинювання колекторів. Головними чинниками формування таких зон нафтогазонагромадження є зміни літологічного складу і фізичних властивостей продуктивних пластів або їх виклинювання вгору за підйомом шарів. Прикладом є велике родовище газу Х'югтон, що міститься в гігантській зоні нафтогазонагромадження Панхендл-Х'югтон на борту внутрішньоплатформної западини Додж-Сіті (США). Класичними прикладами зон нафтогазонагромадження, приурочених до ділянок регіонального виклинювання продуктивних пластів є багата зона нафтогазонагромадження Пембіна на борту западини Альберта в Канаді, грандіозна зона виклинювання бітумінозних пластів-колекторів Атабаска (Канада), а також гігантська зона нафтогазонагромадження Болівар-Коастл в Маракайбській міжгірській западині (Венесуела).

Об'єкти літологічного типу пов'язані з регіональним виклинюванням пластів-колекторів або заміщенням їх догори за підйомом непроникними шарами, можуть бути виявлені в прибортових частинах Дніпровсько-Донецької западини.

Зони піщаних утворень вздовж прибережних частин палеоморів. Такі зони приурочені до похованих піщаних валоподібних утворень – барів, а також пов'язані з похованими піщаними прибережно-дельтовими утвореннями палеорік.

Іншим різновидом об'єктів даного типу є поховані *піщані прибережно-дельтові і руслові утворення палеорік*, з якими пов'язані зони нафтогазонагромадження у Дніпровсько-Донецькій западині, на шельфі Азовського і Чорного морів (особливо пов'язаних з майкопськими відкладами, які простягаються з Передкавказзя в Азово-Чорноморський регіон).

Серед локальних літологічних об'єктів найбільш розповсюдженими на платформних територіях є локальні об'єкти, які пов'язані з *виклинюванням колекторів або заміщенням проникних порід непроникними догори за підйомом пластів* (родовища та поклади нафти і газу літологічно екранованого типу). Ділянки виклинювання і заміщення колекторів формуються, зазвичай, у прибережно-морських умовах, які характеризуються частою зміною літологічних властивостей порід.

З локальними ділянками піщаних утворень палеорік, барів і лінзоподібними колекторами серед неколекторів пов'язані поклади і скупчення літологічно обмеженого типу, що формуються в обстановці морського узбережжя за неодноразової зміни палеогеографічних умов осадконагромадження. Найбільш відомими в світі нафтогазові пастки такого типу є у США і Канаді, а також у Дніпровсько-Донецькій западині (Україна).

Стратиграфічні об'єкти. Формування стратиграфічних об'єктів зумовлено незгідним перекриттям окремих літолого-стратиграфічних комплексів молодшими за віком, практично газонафтонепроникними відкладами.

Регіональні об'єкти цього типу можуть бути підрозділені на два підтипи, з якими пов'язані зони нафтогазонагромадження, в тому числі приурочені до зон: 1) *регіональних стратиграфічних незгідностей на платформних підняттях і монокліналях* та 2) *розвитку вулканогенних порід, які незгідно залягають серед товщ осадового генезису*. Прикладом першого підтипу може бути Сарірська зона нафтогазонагромадження в Лівії, а другого – скупчення нафти на Кубі, які об'єднуються в зону Санта-Марія–Бакуранао.

Серед локальних об'єктів стратиграфічного типу, з якими пов'язані родовища та поклади нафти і газу, виділяються *локальні ділянки стратиграфічних незгідностей*: 1) на антикліналях і куполах та 2) поблизу похованих виступів палеорельєфу.

Велика кількість скупчень нафти і газу даної підгрупи виявлено в США, Канаді, Азербайджані, Австралії тощо.

Комбіновані об'єкти. Комбіновані (літолого-стратиграфічні) об'єкти поділяються на два підтипи: 1) пов'язані з *регіональним виклинюванням і*

стратиграфічним зрізанням колекторів на схилах платформних піднять і бортах западин; 2) пов'язані з регіональним виклинюванням поблизу еродованих виступів кристалічного фундаменту. До таких об'єктів приурочені відповідно літолого-стратиграфічні зони газонакопичення. Типовими прикладами першого підтипу можуть бути дуже багаті зони нафтогазонагромадження Іст-Тексас, із надр якої вже видобуто понад 800 млн.т нафти і Прадхо-Бей, яка виявлена на Алясці поблизу узбережжя Північного Льодовитого океану. Прикладом другого підтипу є Шаїмська зона нафтогазонагромадження, що виявлена в Західному Сибіру.

До локальних літолого-стратиграфічних об'єктів належать ділянки виклинювання колекторів, незгідно перекритих неколекторами. Типовим прикладом такого об'єкта може служити родовище Делі в США. Нафтовий поклад тут встановлений в товщі виклинювання пісковиків крейдового віку на монокліналі, перекритих над поверхнею незгідності непроникними відкладами еоценового віку. До вказаної групи відносяться і об'єкти змішаного типу. Серед них можна виділити об'єкти, які пов'язані з літолого-диз'юнктивними і стратиграфо-диз'юнктивними екранами.

До резервуарних об'єктів прогнозування належать літолого-стратиграфічні комплекси, які вміщують товщу проникних порід (колекторів), обмежених непроникними породами (флюїдоупорами).

Дослідженнями розповсюдження відкритих промислових скупчень нафти і газу в розрізі літосфери встановлено, що формування їх пов'язано лише з певними геологічними формаціями і фаціальними умовами утворення.

У залежності від обсягу розповсюдження та літологічного складу порід розрізу виділяють такі резервуарні об'єкти прогнозування: нафтогазоносні формації, нафтогазоносні комплекси, резервуари, пласти, колектори та покришки. Детально резервуарні об'єкти розглядаються у розділі про критерії оцінки нафтогазоносності надр.

6.2. Критерії прогнозування скупчень вуглеводнів

Прогнозування продуктивності окремих геологічних об'єктів відбувається шляхом аналізу критеріїв оцінки нафтогазоносності.

Критерії оцінки нафтогазоносності – це ознаки нафтогазоносності, на основі яких проводиться визначення можливої нафтогазоносності геологічних об'єктів за ступенем їхньої перспективності. При цьому виділяється п'ять основних груп критеріїв: *структурно-тектонічні, літолого-фаціальні, геохімічні, гідрогеологічні та природні нафтогазопрояви* (рис. 6.2). Перші чотири групи критеріїв належать до опосередкованих, а остання – до прямих ознак нафтогазоносності надр.

ОПОСЕРЕДКОВАНІ	I Структурно-тектонічні: <ul style="list-style-type: none"> – тип геотектонічного елементу; – розмір басейну седиментації і товщина осадового чохла; – режим тектонічних рухів; – плитотектонічний розвиток території; – ступінь тектонічного розчленування та дислокованості порід; – геоструктурна зональність розміщення скупчень нафти і газу; – амплітуда неотектонічних рухів; – наявність сприятливих структур; – регіональне положення структур; – історія розвитку структур; – співвідношення структурних планів; – наявність перерв і незгідностей осадконагромадження 	III Геохімічні: <ul style="list-style-type: none"> – наявність органічної речовини; – наявність епігенетичних бітумоїдів; – вміст і склад вуглеводневих та неуглеводневих газів; – наявність рН-Eh аномалій; – присутність сірки, закисних форм заліза і вторинних карбонатів кальцію
	II Літолого-фаціальні: <ul style="list-style-type: none"> – наявність сприятливих формацій; – наявність порід-колекторів; – наявність флюїдонепроникних товщ; – стратиграфічна приуроченість скупчень нафти і газу 	IV Гідрогеологічні: <ul style="list-style-type: none"> – гідродинамічні; – гідрогеохімічні; – водногазові; – геотермічні; – мікробіологічні
ПРЯМІ	V Природні нафтогазопрояви: <ul style="list-style-type: none"> – макропрояви нафти і газу; – мікропрояви нафти і газу 	

Рис. 6.2. Критерії оцінки нафтогазоносності надр

Прямі ознаки безпосередньо вказують на наявність нафти чи газу в надрах земної кори. До них відносяться природні нафтогазопрояви. Прямі ознаки не можуть бути безпосередньо залучені для кількісної оцінки нафтогазоносності геологічного об'єкта.

Опосередковані (непрямі або побічні) ознаки нафтогазоносності вказують на наявність в надрах нафти і газу не безпосередньо, а через будь-що інше, за допомогою посередніх ланок. Іншими словами, такі ознаки є навідними, так би мовити, натяком на наявність нафти чи газу.

Серед основних чинників, які визначають вибір структурно-тектонічних критеріїв, розглядаються: типи геотектонічних елементів, які контролюють регіональне нафтогазонагромадження; розмір басейну седиментації і товщина осадового чохла; режим тектонічних рухів; плитотектонічний розвиток територій; ступінь тектонічного розчленування та дислокованості порід; геоструктурна зональність розміщення скупчень нафти і газу; амплітуда неотектонічних рухів; наявність і типи сприятливих локальних структур (пасток); історія розвитку цих структур; співвідношення структурних планів та наявність у розрізі перерв і незгідностей осадконагромадження.

6.2.1. Структурно-тектонічні критерії

Структурно-тектонічні критерії оцінюють перспективи нафтогазоносності певних територій з погляду сучасної будови (структури) досліджуваного об'єкта, а також характеру тектонічних процесів, які сформували ці структури і впливають на генерацію, міграцію, акумуляцію, перетворення та руйнування вуглеводнів і їхніх покладів.

Структурно-тектонічні критерії є одними із основних при оцінці перспектив нафтогазоносності як великих територій, так і окремих локальних структур. Вони, практично, визначають величину потенційних ресурсів нафти і газу, фазовий стан флюїдів і закономірності їх просторового розміщення.

Приуроченість основних запасів нафти до інтервалу температур 60–150°C не можна пояснити без процесу надходження вуглеводнів, що утворились в зонах високотемпературної (понад 200–250°C) деструкції ОР та їх “відгону” в результаті субвертикального пульсаційно-конвективного переносу в складі водно-газових і парогазових суб- і надкритичних флюїдів, або вуглеводнів, що утворились неорганічним шляхом при відповідних геологічних і термобаричних умовах.

У дуже глибоких структурах, де фундамент залягає на глибинах понад 8–10 км, нафтові поклади переважно заміщуються газоконденсатними і газовими покладами високотемпературної зони.

Режим тектонічних рухів. Сприятливими для нафтогазонаопичення є: режими тривалого стійкого прогинання і формування успадкованих западин та формування відроджених склепінних піднять і новоутворених накладених структурних пасток, а несприятливими: знакоперемінні режими формування інверсійних структур і переважального підняття територій.

Активність тектонічного розвитку западин характеризується різко розчленованим фундаментом, наявністю незгідностей та перерв в осадовому чохлі або диференційованістю розрізу при неодноразовій зміні трансгресивних і регресивних циклів осадконагромадження. При енергійних блокових рухах фундаменту по розломах з формуванням численних незгідностей і перерв у періоди осадконагромадження створюються найкращі умови для утворення порід-колекторів різного генезису і покришок, великих зон нафтогазонагромадження та великих пасток різного типу. Ідеальними умовами є активні знакоперемінні тектонічні рухи в перші етапи розвитку басейну і стабільний його розвиток, виражений лише від'ємними рухами, в заключні етапи, що передують замиканню басейну.

Як правило, чим пізніше закінчився розвиток западини, незалежно від віку порід, що складають її нижні структурно-фаціальні комплекси, тим більшою щільністю запасів у зонах нафтогазонагромадження вона характеризується.

Плитотектонічний розвиток територій. Детальне дослідження фанерозойських геодинамічних режимів літосфери відкриває нові можливості для пошуків родовищ нафти і газу, пов'язаних з регіональними геодинамічними структурами. З позиції тектоніки плит високі перспективи нафтогазонасності пов'язані з континентальними окраїнами, палеорифтовими западинами, зонами похованих передових прогинів, що утворилися в кінцеву стадію зіткнення плит і мікроплит, насувними окраїнами складчастих гірських споруд тощо.

Численні дані свідчать про те, що нафтогазонагромадженню сприяють процеси: 1) *рифтоутворення* (спредингу літосферних плит); 2) *субдукції* (поглинання і зіткнення плит).

Так, наприклад, в спредингових зонах Північного моря, в рифтах – грабенах (Вайкінг, Осло та ін.), які заповнені потужною осадовою товщею, виявлено великі скупчення нафти і газу (Фортис, Екофіск, Леман тощо). Значні поклади нафти і газу пов'язані з периконтинентальними грабен-рифтами Африки, внутрішньоконтинентальними – Західносибірської і Східноєвропейської платформ тощо.

Високою продуктивністю характеризуються піднасувні зони Скелястих гір Канади, Аппалачів, Швейцарських Альп, Нової Зеландії тощо.

Найбагатший нафтоносний регіон земної кулі знаходиться у зоні насунання Перської плити на Аравійську. Тут виявлені величезні зони нафтогазонагромадження. За оцінками американських фахівців у зонах насувів Скалистих гір зосереджено 2,1 млрд.т нафти та 2,8 трлн.м³ газу. Гігантське нафтогазове родовище несподівано відкрито у північній насувній зоні Східноєвропейського басейну, що раніше вважалася малоперспективною.

Сьогодні тектоніка плит ставить нові завдання перед регіональними і пошуковими роботами. В цьому зв'язку рекомендується:

- проведення палеогеодинамічних реконструкцій і на цій основі перегляд глибинної будови, палеогеографії та сучасної структури нафтогазоносних територій і акваторій;
- створення плитотектонічних моделей нафтогазоносних регіонів (провінцій, басейнів, тощо);
- перегляд схем формування і закономірностей розташування родовищ нафти і газу на геодинамічній основі;
- уточнення нафтогазогеологічного районування, переоцінка прогнозних ресурсів нафти і газу з урахуванням тектоніки плит;
- уточнення напрямів геологорозвідувальних робіт.

Ступінь тектонічного розчленування та дислокованість порід. За ступенем тектонічного розчленування і дислокованості порід виділяються три типи територій:

- території малого тектонічного розчленування, для яких характерними є слабковиражені регіональні та локальні структури (регіональні монокліналі, осьові зони деяких негативних структур тощо);
- території з чітко вираженими за формою та об'ємом регіональними і локальними структурами (склепіння, зони лінійних платформних структур тощо);
- території з високою дислокованістю, для яких характерною є сильна порушеність структур (антиклінорії, глибо-складчасті форми, лускоподібні форми тощо), що негативно впливає на збереження скупчень вуглеводнів.

Найбільш нафтогазоперспективними територіями вважаються такі, для яких властиві середньодиференційовані і середньоамплітудні структури. Вони переважно характеризуються максимальними щільностями вуглеводневих запасів.

Геоструктурна зональність розміщення скупчень нафти і газу. У деяких нафтогазоносних провінціях спостерігається геоструктурна зональність у розміщенні скупчень нафти і газу. Вона визначається в тому, що зони переважно нафтового нагромадження або переважно газового нагромадження бувають приурочені до певних частин великих геоструктурних елементів. Так, наприклад, в ряді крайових прогинів (Передкарпатський, Передкавказький та інші) зони переважного нафтонагромадження приурочені до внутрішніх зон, до їх внутрішніх пригеосинклінальних бортів, а зони переважного газонагромадження – до зовнішніх приплатформних бортів.

На платформних територіях геоструктурна зональність розташування зон нафто- і газонагромадження спостерігається в межах деяких склепінних піднять і відповідних сусідніх внутрішньоплатформних западин. До припіднятих частин таких склепінних піднять (наприклад, Ставропольське склепіння у Передкавказзі) приурочені зони переважного газонагромадження, а до більш занурених їх частин і западин, що прилягають до них – відповідно зони нафтонагромадження.

Амплітуда неотектонічних рухів. Значний вплив новітніх (неоген-четвертинних) рухів на формування і розташування покладів нафти і газу та їх

фазовий стан є цілком реальним. У той же час Новітні рухи на давніх платформах могли забезпечити продовження процесів переформування родовищ, часткові зміни їх фазового складу, виникнення якісно нових умов розміщення скупчень вуглеводнів і як наслідок – утворення нових родовищ або нових покладів.

Наявність сприятливих структур (пасток) для нафти і газу. Даний критерій є одним із основних критеріїв при локальній оцінці нафтогазоносності надр. За статистичними даними більшість виявлених у світі запасів нафти і газу (86%) приурочені до пасток структурного (антиклінального) типу. Для оцінки перспектив антиклінальних пасток інтерес представляють такі параметри як площа пастки, ступінь тектонічної порушеності, амплітуда, коефіцієнт інтенсивності структури, замкнутість пастки. Розглянемо деякі із вказаних параметрів:

- *площа пастки*, підготовленої геофізичними методами, визначається в контурі ізогіпси з абсолютною позначкою $H = H_0 - C/2$, де H – абсолютна позначка розрахункової ізогіпси, за якою розраховують площу пастки, H_0 – абсолютна позначка останньої замкнутої ізогіпси, C – переріз ізогіпси, прийнятий на структурній карті, яка відповідає точності робіт.

- *амплітуда (висота) пастки чи структури* вимірюється вертикальною відстанню між найвищою її точкою (вершиною) і розрахунковою ізогіпсою, за якою вимірюється її площа.

- *ступінь тектонічної порушеності пастки* визначається як відношення протяжності розривних дислокацій, виявлених у межах структури, до площі пастки.

На багатопокладних родовищах ділянки локалізації покращених колекторських властивостей на різних стратиграфічних рівнях часто збігаються у плані, що зумовлено єдиною системою наскрізних тріщинуватих зон. При провідному характері розривів і відповідно тектонічної тріщинуватості відбувається руйнування уже сформованих покладів.

Регіональне положення структур. Практика геологорозвідувальних робіт показує, що максимальні ресурси нафти і газу вміщують структури значної ємності, які розташовані на шляхах головної міграції флюїдів з областей живлення до піднять. Відзначається закономірність, що чим ближче структури до центру западин, тим ширший стратиграфічний діапазон їх нафтогазоносності.

Приуроченість значної більшості гігантських нафтових і газових родовищ до зон (структур) високої проникності і підвищеного теплового потоку – рифтів і систем глибинних (в першу чергу трансформних) розломів визнається багатьма дослідниками. Від 70 до 90–95 % потенційних і виявлених запасів нафти і газу так чи інакше пов'язані з процесами рифтоутворення.

Необхідно зазначити, що наявність розломів та їх характер можуть мати роль позитивного або негативного показника нафтогазоносності – як фактора нагромадження, так і фактора руйнування.

Історія розвитку структур. У багатьох нафтогазоносних регіонах існує пряма залежність між часом виникнення піднять, як замкнутих пасток, і

нафтогазоносністю окремих стратиграфічних комплексів. Якщо процеси утворення й міграції вуглеводнів у таких районах завершилися до утворення замкненої пастки, то, безумовно, такі пастки будуть непродуктивними.

Характер розвитку локальних піднять протягом всього циклу осадконагромадження зумовлює їх морфологію. За часом виникнення і характером подальшого розвитку локальні підняття поділяються на такі основні типи:

- *конседиментаційний* – коли підняття розвивалися паралельно з осадконагромадженням. Вони прослідковуються по всіх стратиграфічних комплексах і амплітуда їх наростає з глибиною, а товщина осаdів на склепінні менша, ніж на крилах;

- *постседиментаційний* – коли підняття виникали на кінцевих етапах осадконагромадження. В них товщини відкладів на склепінні і на крилах однакові;

- *похований* – коли підняття виникає на одному з початкових етапів платформного розвитку (наприклад, підняття блоку фундаменту), потім воно зупинило свій ріст і було знівельоване наступними процесами осадконагромадження, тобто на ранньому етапі геологічного розвитку воно було конседиментаційним, а потім припинило свій ріст;

- *відроджений* – коли підняття на протязі довгого етапу геологічного розвитку росло, в подальшому було знівельоване, а потім знову стало розвиватись. Їх ще називають переривисто-конседиментаційними.

Для вивчення історії геологічного розвитку як значних територій, так і локальних структур широко використовується *метод аналізу товщин і фацій*. В основу даного методу покладено уявлення про зв'язок інтенсивності та характеру процесу осадконагромадження з розмахом коливальних тектонічних рухів.

Для забезпечення результативності та ефективності пошуково-розвідувальних робіт необхідно знати не тільки сучасну структуру досліджуваної території, але і палеотектонічні умови формування і розвитку її на протязі всіх етапів геологічної історії. З цією метою будують *палеотектонічні профілі і палеотектонічні карти (схеми)*.

Без регіональних палеотектонічних досліджень неможливо науково обґрунтувати нафтогазогеологічне районування і пізнати закономірності:

- просторового розміщення значних геоструктурних елементів на протязі окремих відрізків часу геологічної історії, з якими можуть бути пов'язані області генерації та акумуляції вуглеводнів;

- зміни в просторі і в часі палеогеографічних, літолого-фаціальних і термобаричних умов нагромадження осаdків у різних частинах палеобасейнів седиментації;

- формування різного типу структурних і неструктурних пасток, сприятливих для утворення скупчень нафти і газу в розрізі літосфери;

- зміни напрямків регіональної міграції вуглеводнів у просторі і в геологічному часі в зв'язку палеогідрогеологічною обстановкою;

– розподілу в часі і просторі етапів активізації процесів нафтогазоутворення і нафтогазонагромадження, а в деяких випадках і руйнування раніше сформованих скупчень нафти і газу.

Палеотектонічні реконструкції, таким чином, мають велике значення для наукового обґрунтування вибору напрямів, районів і об'єктів з метою пошуків у них скупчень нафти і газу.

Співвідношення структурних планів. Взаємне розміщення в плані структурних поверхонь окремих літолого-стратиграфічних підрозділів у розрізі осадових утворень місцями супроводжується значним зміщенням склепінних частин структур. Це спостерігається не тільки в складчастих областях, але і в межах платформ. Тому забезпечення результативності пошуків нових пасток або зон нафтогазонагромадження буде ефективним при умові проведення відповідних палеотектонічних досліджень і вивчення умов формування й розвитку кожного досліджуваного структурного поверху окремо.

Наявність перерв і незгідностей осадконагромадження. Перерви в осадконагромадженні можуть проявлятися розмивом осадових порід, що у багатьох випадках призводить до утворення всередині них незгідностей у заляганні порід, а також появою кори вивітрювання. Аналіз незгідностей має велике значення для дослідження історії геологічного розвитку, динаміки і періодичності локальних і регіональних тектонічних рухів. З поверхнями незгідностей часто пов'язані поклади нафти і газу. При цьому промислова нафтогазоносність приурочена до розрізів, у яких поклади нафти і газу екрануються породами-флюїдоупорами, що незгідно їх перекривають. Цей тип покладів, зазвичай, контролюється стратиграфічною, кутовою або азимутальною незгідностями.

6.2.2. Літолого-фаціальні критерії

Літолого-фаціальні критерії дають можливість оцінювати перспективи нафтогазоносності надр з погляду на літологічний склад та фаціальну належність порід розрізу, умов їхнього формування, а також на характер неоднорідності розрізу за фільтраційно-ємнісними властивостями.

Серед основних чинників, які визначають літолого-фаціальні критерії, розглядаються такі: наявність сприятливих формацій, наявність порід-колекторів, наявність флюїдонепроникних товщ, стратиграфічна приуроченість скупчень нафти і газу.

Виявлення цих критеріїв нафтогазоносності є дуже важливим на всіх стадіях геологорозвідувального процесу.

Наявність сприятливих формацій є одним із чинників, що впливає на характер нафтогазонагромадження як назагал в літосфері, так і в кожному з окремих стратиграфічних комплексів. Порівняльний аналіз геологічних умов розміщення регіональних нафтогазоносних територій і зон нафтогазонагромадження показує, що формування і просторове розташування їх в розрізі літосфери знаходиться в тісному зв'язку як з тектогенезом, так і з

літогенезом, причому з певними формаціями і фаціальними умовами їх утворення та розповсюдження.

Загальноприйнятого визначення поняття нафтогазоносної формації немає. **Нафтогазоносна формація** – це природно-історична асоціація гірських порід, генетично пов'язаних між собою в часі і просторі палеотектонічними й фаціальними (фізико-географічними та геохімічними) умовами формування, сприятливими для процесів нафтогазоутворення і нафтогазонагромадження. Нафтогазоносні формації можуть розповсюджуватись на сотні, а іноді й на тисячі кілометрів, охоплюючи один або декілька великих стратиграфічних підрозділів і об'єднуватись у вертикальні або латеральні ряди речовинного складу, палеогеографічним і палеотектонічним умовам утворення і складатися переважно одним літологічним різновидом порід або ж чергуванням порід різного літологічного складу (табл. 6.1).

За тектонічним режимом нафтогазоносні формації поділяються на три групи: *платформних, геосинклінальних і перехідних територій*. Слід зазначити, що в типових геосинклінальних умовах нафтові і газові родовища майже не трапляються.

Серед нафтогазоносних формацій (літофацій) найбільш широко представлені морські та прибережно-морські осадові утворення, які за літологічним складом представлені переважно теригенними або карбонатними, карбонатно-теригенними, рифогенними, карбонатно-сульфатними, карбонатно-галогенними, теригенно-вугленосними товщами. Для передгірських прогинів нафтогазоносні формації переважно представлені флішовими і, в значно меншій мірі, моласовими формаціями (теригенно-карбонатна, теригенна, туфогенно-теригенна), які в платформних умовах не виявлені. Найсприятливішим для нафтогазонагромадження є теригенний розріз, який характеризується вмістом піщаного матеріалу від 25 % до 70 %. У карбонатних розрізах особливої уваги заслуговують рифогенні споруди, з якими пов'язані значні запаси нафти і газу.

Найсуттєвішим об'єктом прогнозу нафтогазоносності в розрізі літосфери є *нафтогазоносні комплекси*.

Нафтогазоносний комплекс (НГК) – це літолого-стратиграфічна товща порід, яка є регіонально нафтогазоносною в межах великих одиниць нафтогазогеологічного районування і характеризується відносною гідродинамічною ізольованістю та єдністю умов формування покладів нафти і газу. Він складається із резервуарів, проникна частина яких вміщує промислові скупчення вуглеводнів, гідродинамічно пов'язаних між собою, які перекриті регіональними чи зональними породами-флюїдоупорами, що забезпечують збереження покладів нафти і газу.

Нафтогазоносні комплекси, які в залежності від площі розповсюдження скупчень нафти і газу поділяються на: *регіональні, субрегіональні та зональні*.

Таблиця 6.1

Типи нафтогазоносних формацій

Формації територій		
Платформних	Перехідних	Геосинклінальних
Морські та прибережно-морські		
Теригенна (піщано-глиниста)	Теригенна (піщано-глиниста)	Теригенна (піщано-глиниста)
Карбонатна (вапняки, доломіти)	Карбонатна (вапняки, доломіти)	Теригенно-карбонатна (пісковики, глини, вапняки, з переважанням останніх)
Карбонатна (рифогенна)	Карбонатна (рифогенна)	Карбонатно-теригенна (переважають теригенні породи)
Теригенно-карбонатна (переважають карбонати)	Теригенна моласова	
Карбонатно-теригенна (переважають теригенні породи)	Теригенно- карбонатна моласова	
Глиниста, (листувано- мікроплитчаста)	Теригенна флішова, теригенно-карбонатна	
Лагунні та континентальні		
Теригенна сіробарвна	Соленосна моласова (пісковики, глини, гіпси)	Теригенна сіробарвна
Теригенна вугленосна		Теригенна вугленосна (пісковики, алевроліти, вугілля)
Теригенно-карбонатна (з прошарками галогенних порід)	Теригенна (піщано-глиниста)	
Карбонатно-теригенна		
Теригенна соленосна		
Карбонатна соленосна		

Регіональні нафтогазоносні комплекси здебільшого розповсюджені на території цілої нафтогазоносної провінції або більшої її частини.

Субрегіональні нафтогазоносні комплекси розповсюджені на території однієї нафтогазоносної області якої-небудь провінції.

Зональні нафтогазоносні комплекси є продуктивними в межах району або зони нафтогазонагромадження.

Наявність порід-колекторів. Однією із складових частин НГК є колектори нафти і газу. Колектори нафти і газу – це гірські породи, які здатні вмішувати нафту, газ і воду та віддавати їх при розробці.

За умовами утворення (генезисом) колекторами можуть бути породи осадового, магматичного і метаморфічного походження. При цьому абсолютна більшість покладів нафти і газу пов'язана з осадовими колекторами. Рідше поклади вуглеводнів приурочені до порід магматичного або метаморфічного генезису.

Серед колекторів в осадових породах виділяють *теригенні* (алевроліти та піски), *органогенні* (рифові вапняки), *хемогенні* (здебільшого вапняки та доломіти) (рис. 6.3).

За природою порожнинного простору колектори поділяються на 4 типи:

1) *порові (гранулярні)*, у яких порожнинний простір утворений первинними міжзерновими (міжгранулярними) порами. До цих колекторів відносяться піщано-алевролітові породи, що мають міжзернову пористість, а також вапняки й доломіти з міжоолітовою пористістю;

2) *кавернозні*, у яких порожнинний простір утворюють каверни, з'єднані вузькими каналами. Ці колектори пов'язані здебільшого з карбонатними породами, які піддаються вилугуванню при русі по них пластових вод, що призводить до утворення каверн.

3) *тріщинні*, порожнинний простір яких утворений тріщинами. Ними можуть бути вапняки, доломіти, щільні пісковики, глинисті сланці, а також кристалічні й метаморфічні породи. В чистому вигляді тріщинні колектори трапляються рідко.

4) *змішані*, у яких порожнинний простір утворений одночасно різними порожнинами (наприклад, тріщинно-порові, тріщинно-кавернозні тощо).

Велике значення при прогнозуванні нафтогазоносності має товщина продуктивного пласта-колектора, його монолітність або ступінь розшарування непроникними прошарками.

Наявність порід-флюїдоупорів (покришок). Породи-покришки зумовлюють зберігання покладів нафти і газу в надрах і разом з такими факторами, як режим тектонічних рухів і гідрогеодинамічними умовами, визначають зберігання скупчень вуглеводнів. Екранувальні властивості порід-покришок залежать від їх складу, монолітності, ступеня ущільненості, товщини та глибини залягання.

У залежності від масштабів територіального поширення покришки поділяються на:

– *регіональні*, що переважно прослідковуються в межах окремих регіонів (провінцій або більших їх частин).

– *субрегіональні*, які мають розвиток на території нафтогазоносною області або більшої її частини.

– *зональні*, що поширені на території зони нафтогазонагромадження або району.

– *локальні*, які простежуються тільки в межах окремих родовищ.

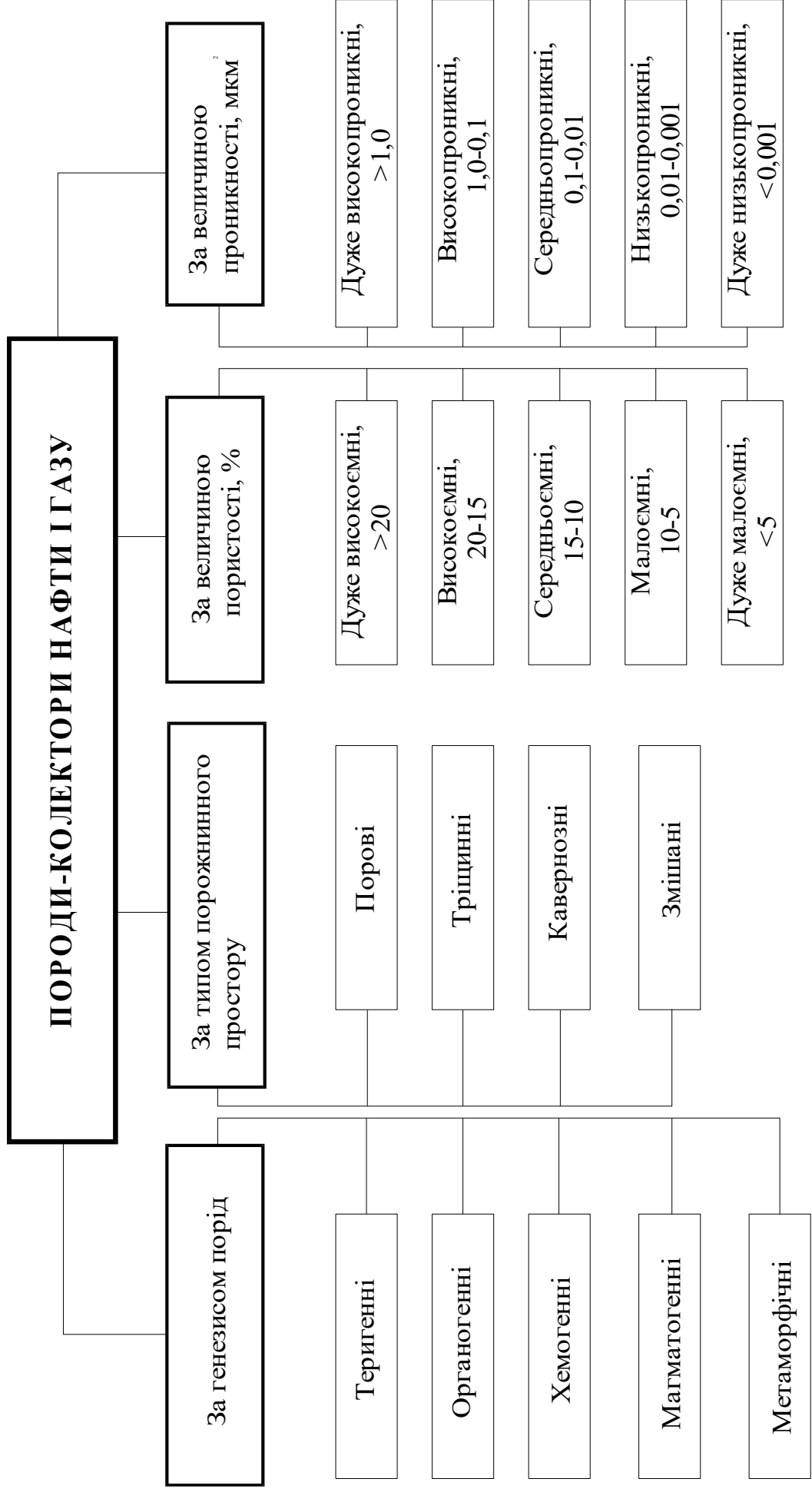


Рис. 3.2 - Загальна класифікація порід-колекторів

Покришки поділяються на *міжповерхові*, що розділяють різні нафтогазоносні поверхи, та *внутрішньоповерхові*, що розділяють продуктивні горизонти всередині поверху нафтогазоносності.

За літологічним складом виділяють три основні типи покришок:

- 1) *глинисті* (глина, глинисті сланці, аргіліти);
- 2) *хемогенні* (солі, ангідрити, гіпс);
- 3) *карбонатні* (щільні вапняки і доломіти).

Іноді покришками виступають дуже ущільнені алевроліти. Трапляються також покришки змішаного типу, які представлені перешаруванням порід із кожного із трьох типів.

Найбільш надійними покришками є хемогенні товщі, які складені галогенно-сульфатними породами, пластичні глини та аргіліти, і менш надійними є карбонатні покришки. Найбільш широко розповсюдженими є глинисті покришки. Глини характеризуються пластичністю, яка залежить від ступеня дисперсності мінеральних часток, що їх складають, від хімічного складу і здатності до іонного обміну цих частин.

Наприклад, на формування і поширення покладів нафти і газу в масивно-пластових резервуарах Дніпровсько-Донецької западини суттєво впливає якість екранувальних порід-покришок. Найкращою покришкою в центральній та південно-східній частинах западини є нижньопермська соляна товща, під якою зосереджені найбільші масивно-пластові газоконденсатні та газові поклади (Шебелинське, Західнохрещищенське, Єфремівське та ін. родовища).

Товщина порід-покришок, які забезпечують герметичність покладів нафти і газу, може становити від декількох метрів до тисячі метрів і більше. У різних районах і на різних глибинах мінімальні товщини порід-покришок різні і залежать від літологічного складу, будови і фізичних властивостей порід, що їх складають, пластових тисків, типу флюїду тощо.

За екранувальною здатністю А.А. Ханін (1969) породи-покришки ділить на п'ять класів: дуже високої, високої, середньої, пониженої і низької екранувальної здатності (табл. 6.2).

Таблиця 6.2

Класифікація порід-покришок за екранувальною здатністю

Група	Екранувальна здатність	Абсолютна проникність по газу / тиск прориву газу	
		мД/МПа	м ² /МПа
А	Дуже висока	$\leq 10^{-6}/\geq 12$	$\leq 10^{-21}/\geq 12$
В	Висока	$10^{-5}/8$	$10^{-20}/8$
С	Середня	$10^{-4}/5,5$	$10^{-19}/5,5$
Д	Понижена	$10^{-3}/3,3$	$10^{-18}/3,3$
Е	Низька	$10^{-2}/<0,5$	$10^{-17}/<0,5$

Необхідно зазначити, що абсолютно непроникних для нафти і газу порід-покришок в природі не існує.

Стратиграфічна приуроченість скупчень нафти і газу. Скупчення нафти і газу відомі у відкладах всіх великих стратиграфічних підрозділів.

Аналіз знаходження відомих у світі скупчень нафти і газу показує, що:

- на давніх (докембрійських) платформах (Східноєвропейська, Північноамериканська, Сибірська) основні продуктивні горизонти мають палеозойський вік;

- на молодих (епігерцинських) платформах (Західносибірська, Туранська, Аравійська, Скіфська) основні продуктивні горизонти мають мезозойський вік;

- у периферійних частинах альпійської складчастої області і міжгірських западинах вік основних продуктивних горизонтів мезозойський і кайнозойський (Закавказький, Закарпатський міжгірські прогини, Зовнішня зона Передкарпатського прогину). Поклади нафти і газу відомі майже у всіх міжгірських западинах альпійської складчастої зони і практично відсутні в міжгірських западинах герцинського віку (Урал);

- у передгірських прогинах нафтогазоносність пов'язана з різновіковими формаціями (Передкарпатський, Передкавказький).

У деяких нафтогазоносних регіонах спостерігається стратиграфічна зональність у переважному розподілі скупчень нафти або газу.

До *геохімічних критеріїв*, що використовуються в нафтогазопошуковій практиці, включають:

- *органічна речовина в осадових породах;*
- *епігенетичні бітумоїди;*
- *вуглеводневі та деякі неуглеводневі гази;*
- *pH-Eh аномалії;*
- *присутність вільної сірки, закисного заліза і вторинних карбонатів кальцію;*
- *наявність у породах і підземних водах мікроорганізмів, які використовують вуглеводні тощо.*

Наявність органічної речовини (ОР) в осадових породах. В осадових породах органічна речовина може бути в двох формах: концентрованої і дисперсній. Багатьма вченими вважається, що найбільший інтерес з точки зору оцінки перспектив нафтогазоносності має дисперсна форма органічної речовини.

За генезисом розрізняють три типи органічної речовини: *сапропелевий, гумусовий і змішаний.*

ОР сапропелевого типу утворюється переважно із нижчих рослинних і тваринних водних організмів (фіто- і зоопланктону) в анаеробних умовах. *ОР гумусового типу* утворюється із рештків вищих рослин. *ОР змішаних форм* формується за рахунок різних груп біопродуктів. При цьому розрізняють

гумусово-сапропелевий тип (якщо в ОР більше сапропелевого компоненту) та сапропелево-гумусовий тип (якщо в ОР переважають гумусові складові).

З позицій осадово-міграційного походження вуглеводнів вважається, що в процесі катагенетичних перетворень гумусова органічна речовина продукує переважно газоподібні вуглеводні, а сапропелева – переважно нафтові. Однак ці твердження можна піддати сумніву, тому що спостерігаються і протилежні приклади. Наприклад, в Паданському басейні, в зоні розповсюдження розсіяної органічної речовини сапропелевого типу, виявлено виключно газові родовища.

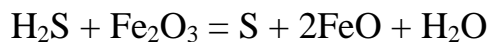
Згідно з думкою прихильників органічного генезису нафти нафтовиробними можуть бути відклади будь-якого літологічного складу, які вміщують органічну речовину в яких би палеогеографічних або геохімічних умовах вони не формувалися. Проте, виконана на сьогодні значна кількість досліджень з метою виявлення ознак, які би дозволяли впевнено діагностувати нафтогазопродукуючі товщі, не дозволила встановити чіткі межі за більшістю параметрів (літологічними особливостями порід, умовами нагромадження осадків, характером геохімічних фацій, кількістю органічної речовини та її типу, термодинамічними умовами надр, стадіями метаморфізму органічної речовини тощо) між нафтовиробними і нафтоневиробними породами.

Наявність епігенетичних бітумоїдів. Наявність вуглеводневих компонентів у тріщинах і вторинних ємностях практично по всьому розрізу нафтогазоносних басейнів, незалежно від стратиграфічного рівня знаходження в них так званих нафтоматеринських бітумінозних товщ, вказує на їх вертикальну міграцію і “наскрізний” розподіл від фундаменту до приповерхневих проявів різних форм і масштабів. У різних нафтогазоносних басейнах виявлено “стовпоподібні” зони, що утворились під впливом глибинних флюїдів і перетинають межі стратиграфічних і формаційних комплексів. Приурочені ці зони до ділянок перетину глибинних розломів і контролюють просторово-часові парагенетичні асоціації скупчень різних нафтидів та гідротермальної мінералізації.

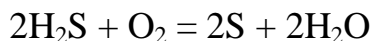
На відміну від епігенетичних, сингенетичні або автохтонні бітумоїди, які пов’язані безпосередньо з розсіяною органічною речовиною, розподілені в породі більш менш рівномірно у відповідності з розподілом розсіяної органічної речовини.

Вільна сірка та сульфіди утворюються при реакціях взаємодії нафтових вуглеводнів з сульфатами підземних вод і порід. Безпосередньо при взаємодії вуглеводнів і сульфатів утворюється сірководень. Він може вступати в реакцію з оксидами заліза, утворюючи при цьому сульфіди заліза.

При надлишках окисного заліза сірководень може окиснитись до вільної сірки:

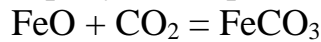


Ця реакція призводить до утворення сірки в мінералогічних кількостях. Сірка також може утворюватись при наявності молекулярного кисню згідно з реакцією:



Утворенням сірководневої сірки цикл перетворення сульфатів підземних вод під дією нафтових вуглеводнів не завершується. Як відзначає О.О. Карцев (1969), при окисненні сірки може утворюватися вторинний гіпс.

Присутність закисного заліза проявляється у вигляді вторинного глауконіту, магнетиту, сидериту та інших мінералів, утворення яких пов'язано з процесами відновлення залізовмісних мінералів під впливом нафтових вуглеводнів. Серед усіх мінералів заліза найбільш показовим є сидерит, оскільки він утворюється при взаємодії закису заліза з вуглекислим газом, який в свою чергу є побічним продуктом процесів окиснення вуглеводнів.



Цей процес характеризується зміною кольору порід з бурого або червоно-бурого на світло-сірий, що зумовлено переходом заліза з окисної в закисну форму.

Вторинні карбонати кальцію, що утворюються як у корінних породах, так і в ґрунтовому шарі, збагачує і сам нафтоносний пласт, що інколи призводить до ізоляції покладу нафти.

Вміст карбонату кальцію над нафтогазовими структурами може бути в 2 і більше разів більшим в порівнянні з фоновими значеннями. На окремих родовищах спостерігаються так звані карбонатні “стовпи”, коли підвищений вміст карбонату кальцію майже безперервно в осадовому розрізі спостерігається від покладу до ґрунтового шару включно.

6.2.4. Гідрогеологічні критерії

Гідрогеологічні критерії оцінюють перспективи нафтогазоносності надр з погляду на склад, умови формування та динаміку підземних вод.

У процесі міграції вуглеводнів у надрах, а також під час формування і зберігання їх скупчень велика роль належить гідрогеологічним факторам. Специфічні геологічні умови, в яких знаходиться вода, що супроводжує поклади нафти і газу, а також зміни в її складі, які зумовлені взаємодією з вуглеводнями, дозволяють використати деякі гідрогеологічні показники для прогнозування нафтогазоносності як великих територій, так і окремих локальних структур. Для цього необхідно детально вивчати динаміку і хімічний склад пластових вод.

Гідрогеологічні критерії поділяються на гідродинамічні і гідрогеохімічні.

До основних гідродинамічних критеріїв, які зумовлюють вибір гідродинамічних критеріїв для оцінки регіональної нафтогазоносності надр відносяться умови поширення в просторі зон і областей утрудненого та інтенсивного водообміну і гідрогеологічного застійного режиму, а також ступінь промитості інфільтраційними водами відкладів окремих структурних поверхів у просторі та в часі тощо.

Гідрогеологічна зональність. Скупчення нафти і газу переважно приурочені до зон застійного водного режиму, дуже рідко знаходяться в зоні утрудненої циркуляції і повністю відсутні в зоні активного водообміну. Чим більша товщина зони активного водообміну або чим ближче вона розташована

до фундаменту, тим нижча перспектива нафтогазоносності району.

Гідрогеологічна закритість. Найбільш сприятливими у відношенні нафтогазоносності є ділянки територій, які характеризуються максимальними значеннями коефіцієнтів гідрогеологічної закритості.

Пластові тиски. Найбільш показовими щодо перспектив нафтогазоносності надр є аномально високі пластові тиски (АВПТ).

П'єзометричні мінімуми. Поклади можуть бути приурочені до п'єзометричних мінімумів – осередків розвантаження підземних вод.

Величина нахилів ВНК і ГВК.

Поклади нафти не можуть зберегтися, якщо $\alpha > 5i$, а поклади газу – якщо $\alpha > i$ (де α – кут падіння пластів на крилах склепінних пасток, i – нахил флюїдоконтакту) (рис. 5.2).

І) При гідродинамічних дослідженнях з метою оцінки перспектив нафтогазоносних басейнів доцільно відносити до числа позитивних ознак такі палеогідродинамічні показники:

1. переважання гідрогеологічної закритості надр на протязі окремих етапів геологічного розвитку артезіанського басейну або його частин;
2. швидке занурення водоносних горизонтів у минулі геологічні епохи в передгірських прогинах і значне їх занурення на платформах, що зумовлює перехід підземних вод із зони активного водообміну в зону застійного режиму та із окисної обстановки у відновну;
3. малі швидкості руху підземних вод, які не перевищують ті, при яких відбувається вимивання нафти чи газу водами;
4. наявність похованих джерел розвантаження підземних вод.

ІІ) Гідрогеохімічні критерії часто використовуються при прогнозуванні нафтогазоносності. Серед них: тип вод і характер їхньої загальної мінералізації, коефіцієнти метаморфізації вод, сульфатність, мікроелементи (амоній, йод, бром, бор тощо), рідкісні та розсіяні елементи (стронцій, ванадій, нікель, мідь, молібден та ін.).

Тип вод і ступінь їхньої мінералізації є найбільш загальними гідрогеохімічними показниками умов водообміну в занурених частинах басейнів. Поклади нафти і газу, здебільшого, пов'язані з водами хлоркальцієвого ($\frac{rNa}{rCl} < 1; \frac{rCl - rNa}{rMg} > 1$) і гідрокарбонатно-натрієвого ($\frac{rNa}{rCl} > 1; \frac{rNa - rCl}{rSO_4} > 1$) генетичних типів (за В.О. Суліним). Асоціація нафтових і газових скупчень з водами хлоркальцієвого типу є більш характерною для платформних умов. Найбільш характерними є води з високою мінералізацією до 300 г/л і з низьким вмістом сульфатів. Багато дослідників вважають, що верхня межа поширення хлоркальцієвих вод є тією геохімічною межею, нижче якої окисне середовище змінює відновна обстановка.

У зонах активного (альпійського) тектоногенезу, де можливі потоки глибинних газів вуглекислого складу, а також в районах з інверсійним гідрогеохімічним розрізом, вуглеводневі поклади асоціюють з водами

гідрокарбонатнонатрієвого типу з низькою мінералізацією (від 30–35 г/л і менше).

Ступінь метаморфізації вод. Нафтогазопошукове значення має не тільки наявність в надрах хлоридних натрієвих вод (хлоркальцієвого типу), але і ступінь (глибина) їх метаморфізації. Величини відношення $r_{Na/rCl}$ (K_1), $(r_{Cl}-r_{Na})/r_{Mg}$ (K_2) і r_{Ca}/r_{Mg} (K_3) прийнято називати коефіцієнтами “метаморфізації” підземних вод. При сильній метаморфізації в складі вод поряд з NaCl з’являється деяка кількість $CaCl_2$, величина K_1 знижується (до 0,6–0,4 і менше) при збільшенні K_2 (до 8–10 і більше) і K_3 (до 5–7 і більше), а також при збільшенні мінералізації.

Дослідження показують, що величини коефіцієнтів метаморфізації і ступінь мінералізації вод не мають безпосереднього зв’язку з нафтогазоносністю, а відображають лише характер гідрогеологічної закритості надр.

Сульфатність підземних вод. За вмістом сульфат-іону SO_4^{2-} виділяють пластові води безсульфатні, малосульфатні (до 0,5 мг-екв $SO_4^{2-}/100$ г води), середньої сульфатності (0,5–3,0) і високосульфатні (понад 3,0).

Низький вміст сульфатів у водах нафтових і газових родовищ, що розглядається як показник нафтогазоносності, зумовлений звичайно діяльністю сульфатвідновних бактерій (десульфаторів), внаслідок чого сульфати зникають із складу вод і з’являються сірководень, вуглекислий газ і карбонати:



Сульфати як показник нафтогазоносності малоефективні у випадку залягання вод у соленосних відкладах і на великих глибинах, в яких вміст сульфат-іону, зазвичай, обмежений.

Амоній присутній у водах нафтових і газових родовищ і, здебільшого, генетично пов’язаний з розкладанням азотовмісних компонентів нафти.

Йод є характерним компонентом вод нафтових і газових родовищ і його вміст поблизу них підвищений, але прямого зв’язку між його вмістом і наявністю покладів нафти і газу не встановлено, хоч підвищені його концентрації у водах необхідно розглядати як сприятливу ознаку нафтогазоносності.

Бром міститься у водах у вигляді бромідів натрію і накопичується у високомінералізованих хлоридних водах. Його кількість збільшується з глибиною залягання водоносного горизонту і відповідно з ростом ступеня гідрогеологічної закритості надр. Високий вміст броду в підземних водах можна розглядати як показник наявності умов, сприятливих для збереження покладів.

Бор часто пов’язаний з гідрокарбонатнонатрієвими водами. Його кількість збільшується вниз за розрізом і в бік занурення водоносних комплексів. Бор надходить також з великих глибин разом з термальними водами. Високий вміст бору характеризує сприятливі умови для формування і збереження покладів вуглеводнів, але відсутність не відкидає можливості їх

існування.

Стронцій вміщується в значній кількості в підземних водах нафтових і газових родовищ (до 600–700 мг/л) і характеризує сприятливу геохімічну обстановку надр щодо перспектив їх нафтогазоносності.

Рідкісні і розсіяні елементи. У підземних водах нафтових і газових родовищ вміщується понад 30 рідкісних і розсіяних хімічних елементів. Основним процесом, що приводить до збагачення приконтурних вод металами є вилучення їх із нафти, порід і глибинних флюїдів.

Водорозчинена органічна речовина пов'язана з покладами нафти і газоконденсату і лише частково з покладами вуглеводневого газу, в яких є домішки нафтових компонентів та інших органічних речовин.

За даними про кількість загального $C_{орг}$ у водах робити висновок про перспективи нафтогазоносності локальних структур некоректно. Цей показник необхідно віднести до розряду регіональних критеріїв нафтогазоносності окремих літолого-стратиграфічних компонентів. Для оцінки перспективності локальних ділянок можна рекомендувати летку частину $C_{орг}$ і його бітумні речовини.

Перманганатна і йодатна окисненості характеризують кількість ОР, що легко і важко окиснюється. Перманганатна окисленість ($O_{перм}$) використовується для встановлення кількості компонентів, що легко окиснюються, а йодатна ($O_{йод}$) – характеризує суму органічних сполук, які легко і важко окиснюються. У лабораторних умовах визначається як кількість кисню або марганцевокисного калію ($KMnO_4$) чи йодистого калію (KJ), що витрачається на окиснення ВРОР.

Органічні кислоти є основними компонентами органічних речовин підземних вод і поділяються на нафтенові, жирні та гумінові. Нафтенові і жирні кислоти, зазвичай, екстрагуються завдяки адсорбції на вугіллі. Крім цього, карбонові кислоти (нафтенові і жирні) поділяються на леткі і нелеткі з водяною парою. До перших належать переважно низькомолекулярні жирні кислоти, до других – високомолекулярні жирні кислоти і нафтенові кислоти.

Органічний фосфор потрапляє у підземні води переважно із покладів і, відповідно, при певних умовах його можна використовувати як показник нафтогазоносності локальних структур.

Вміст фосфору в підземних водах зменшується з віддаленням від контуру покладу. Встановлена залежність вмісту фосфору у водах від складу нафти. Води, що контактують з легкими нафтами, характеризуються високим вмістом фосфору (0,3–0,79 мг/л). Води, що контактують з важкими нафтами, характеризуються вмістом фосфору у межах фону. Найбільш чітко за вмістом органічного фосфору виділяються газові і газоконденсатні поклади. Коливання кількості органічного фосфору в приконтурних зонах газових покладів становить 0,82–3,5 мг/л, в законтурних зонах 0,24–1,26 мг/л.

Розчинені гази у водах. Розчинені у підземних водах гази є складними газовими сумішами, які складаються із вуглеводневих, інертних, рідкісних та інших газових компонентів. Найбільше значення при нафтогазопошукових роботах мають вуглеводневі гази.

При оцінці нафтогазоносності, зазвичай, використовують такі показники газової групи:

Загальна газонасиченість підземних вод визначається кількістю розчиненого газу в одиниці об'єму води. Газонасиченість вод змінюється від одиниць до сотень і декілька тисяч кубічних сантиметрів на літр. Цей показник нафтогазоносності є найбільш надійним. У крайових частинах басейну розповсюджені азотні гази, що переходять через метано-азотні і азотно-метанові в метанові гази внутрішніх областей. Із збільшенням вмісту метану у водах внутрішніх областей басейнів з'являються важкі вуглеводні. Від крайових частин басейнів до центральних збільшується кількість розчинених газів, їх сумарна пружність і коефіцієнт насичення пластових вод. Найбільша газонасиченість спостерігається в зоні метанових газів.

Регіональна відсутність розчинених вуглеводнів у пластових водах того чи іншого комплексу порід переважно вказує на його безперспективність на нафту і газ.

Загальна пружність водорозчиненого газу характеризується величиною тиску розчиненого газу у водонасиченій системі. Розраховується за величиною газонасиченості вод. У недонасичених системах пружність розчиненого газу менше величини пластового тиску, в насичених – рівна величині пластового тиску. У зонах взаємодії покладів з підземними водами значення загальної і парціальної (пружності окремих газових компонентів) пружностей можуть збільшуватися в десятки раз.

Коефіцієнт насичення води газом визначається відношенням величини пружності водорозчиненого газу до величини пластового (або гідростатичного) тиску $P_z/P_{пл}$. Цей коефіцієнт є одним із важливих показників, який характеризує фазову рівновагу пластової системи.

Парціальна пружність метану, важких вуглеводнів, азоту, діоксиду вуглецю, сірководню, водню, кисню, гелію та аргону характеризується часткою тиску наведених компонентів у загальній пружності розчиненого газу. Визначається діленням абсолютного вмісту індивідуальних газів у літрі води на розчинність цих компонентів у воді даної мінералізації при наявній пластовій температурі. Загальна пружність розчиненого газу дорівнює сумі парціальних пружностей складових його компонентів.

Присутність CO_2 і H_2S може свідчити про процеси руйнування покладів, а наявність кисню є негативним показником.

Важливою ознакою нафтогазоносності є пружність розчинених газів, коли тиск газонасичення є більшим від пластового тиску ($P_z > P_{пл}$), внаслідок чого утворюється вільна газова фаза.

Гідрогеохімічні аномалії. Розрізняють два види гідрогеохімічних аномалій – *глибинні* та *поверхневі*.

Для пошуків вуглеводневих скопчень більше значення мають перші.

Глибинні гідрогеохімічні аномалії виявляються як по основному сольовому, так і по мікрокомпонентному складу підземних вод. Дуже часто вони асоціюють з гідрогеотермічними, газовими та іншими аномаліями.

Виникнення гідрогеохімічних аномалій зумовлено вертикальними

наскрізьпластовими перетіканнями підземних вод, нафт і газів знизу догори по зонах розломів, через так звані “гідрогеодинамічні вікна”. І в першому, і у другому випадках ці аномалії мають нафтогазопошукове значення.

Приуроченість глибинних лужних маломінералізованих вод переважно гідрокарбонатно-натрієвого типу в основі осадових басейнів, нижче регіонального розповсюдження седиментогенних вод і розсолів хлоридного натрієвого складу, зумовлює інверсійну (порушену) гідрогеохімічну зональність нижнього гідрогеологічного фону.

6.2.5. Мікробіологічні критерії

Мікробіологічні критерії нафтогазоносності надр базуються на виявленні в підземних водах і породах мікроорганізмів, які вибірково використовують вуглеводні в якості єдиного джерела енергії.

Із більше, ніж 150 тисяч видів мікроорганізмів, лише близько 100 видів використовують вуглеводні: близько 65 видів асимілюють насичені вуглеводні, із них тільки 10 газоподібні, 20 – пароподібні, а решта – рідкі. Таким чином, вуглеводні з більшою молекулярною вагою мікроорганізмами окиснюються легше, ніж вуглеводні з меншою молекулярною вагою.

Критеріями нафтогазоносності за мікробіологічними даними є висока біогенність, яка в 2–3 рази перевищує фонові значення, а також наявність в надрах і водах мікроорганізмів, що окиснюють пропан і бутан.

6.2.6. Геотермічні критерії

Геотермічні критерії дозволяють оцінювати перспективи нафтогазоносності надр з погляду розподілу теплового поля.

Характер розповсюдження природного теплового поля в надрах нафтогазоносних басейнів визначається переважно тектонічними, літологічними і гідрогеологічними факторами.

Регіональний геотермічний фон, що зумовлений переважно інтенсивністю генерації тепла в земних надрах, має різко відмінний характер у різних геолого-тектонічних зонах земної кори, де відбувається активне тепломасоперенесення. Фактичний матеріал показує, що при формуванні геотермічного режиму великих регіонів вирішальний вплив має вік тектоногенезу. Найбільшими величинами температури і геотермічних градієнтів при інших рівних умовах характеризуються області передових прогинів альпійської складчастості, у межах яких значення геотермічного градієнту і теплового потоку в середньому в 2–3 рази більше, ніж на ділянках щитів або давніх платформ. Величина геотермічного градієнту в межах давніх кристалічних щитів і масивів, зазвичай, не перевищує 0,6–1°C на 100 м. У розрізах платформних регіонів геотермічний градієнт в середньому змінюється від 1 до 2,5°C на 100 м, в геосинклінальних областях, зонах крайових прогинів і районах молодшої складчастості – від 2,5 до 10°C на 100 м.

На розподіл теплового поля глибинних надр нафтогазоносних басейнів важливий вплив мають пластові води, які маючи високу теплоємність, при циркуляції в різно нагрітих породах, зумовлюють перерозподіл тепла в надрах. У процесі руху вони піднімаються на антиклінальні ділянки, де відбувається зняття гідродинамічного тиску. Амплітуда такого підйому може досягати декількох кілометрів.

У різних районах на регіональному геотемпературному фоні можуть спостерігатися зони з аномально високими значеннями теплового поля, що приурочені до тектонічно ослаблених ділянок, з якими, зазвичай, пов'язана регіональна нафтогазоносність.

Ці зони фіксуються на загальному фоні аномаліями підвищених температур і понижених геотермічних ступенів. Вказана залежність враховується при оцінці перспектив нафтогазоносності як великих територій, так і локальних площ. З температурними аномаліями, зазвичай, збігаються газогідрогеохімічні та гідродинамічні аномалії, які свідчать про вертикальне розвантаження флюїдів.

Геотермічні аномалії часто спостерігаються на локальних структурах, заповнених нафтою чи газом. Наявність позитивних локальних температурних аномалій над покладами нафти і газу пов'язується з міжпластовими перетоками флюїдів, впливом екзотермічних процесів, деструкції вуглеводнів у покладах, термодинамічним ефектом нагрівання нафти у процесі її міграції (ефект Джоуля-Томпсона), конвективним переносом тепла в багатопластових покладах та іншими процесами.

6.2.7. Природні нафтогазопрояви

Природні нафтогазопрояви є важливою прямою ознакою наявності в надрах скупчень нафти і газу. До природних нафтогазопровів належать ознаки нафти та газу на земній поверхні у різноманітних формах і масштабах, але вони завжди пов'язані зі скупченнями нафти і газу в надрах (табл. 6.3).

Характеристика основних видів природних нафтогазопровів

Виходи рідинної нафти. На земній поверхні виходи нафти трапляються у вигляді нафтових плівок на водній поверхні, просочування з пористих або тріщинуватих порід, а також, дуже рідко, у вигляді нафтових джерел та озер.

Виходи асфальтових та озокеритових утворень. Асфальт – продукт окиснення, полімеризації нафти, озокерит – природна суміш твердих вуглеводнів парафінового ряду з домішками рідких нафтових масел і смолистих речовин.

Виходи асфальтів та озокеритів трапляються у вигляді жил у тріщинах або натіків на породах.

Широке поширення озокеритові жили мають у деяких районах Західної України (Борислав, Дзвіняч, Старуня та ін.).

Таблиця 6.3

Класифікація природних нафтогазопроявів

Група нафтогазопроявів (за наявністю на земній поверхні)	Тип нафтогазопроявів (за умовами прояву)	Нафтогазопрояви (за характером прояву)
І. Видимі на земній поверхні нафтогазопрояви (макропрояви нафти і газу)	А. Нафтогазопрояви, які зумовлені процесами міграції нафти і газу	Просочування (виходи рідкої нафти). Асфальтові та озокеритові утворення. Виділення (виходи) вуглеводневого газу. Грязьові вулкани.
	Б. Нафтогазопрояви, які зумовлені особливостями геологічної будови досліджуваної площі	Виходи на земну поверхню насичених нафтою та бітумінозних порід.
ІІ. Невидимі на око нафтогазопрояви на земній поверхні (мікропрояви нафти і газу)	В. Нафтогазопрояви, які зумовлені явищами ефузії та частково дифузії	Мікроконцентрації газоподібних і пароподібних вуглеводнів у поверхневих відкладах (у ґрунтовому та під-ґрунтовому шарах), які можна встановити методами газової зйомки.

Смоляне озеро в Трінідаді – одно із найбільших асфальтових озер. Воно приурочено до западини глибиною понад 40 м і діаметром близько 600 м. Із нього видобуто декілька десятків мільйонів тонн асфальту.

Виходи гірських порід, просякнутих нафтою. На поверхні вони утворюють так звані закіровані породи або кіри. Тут нафта, височуючись, просочує породу і за рахунок окиснення та дегазації загусає, твердіє і утворює вароподібний покрив.

Виділення горючих вуглеводневих газів. На земній поверхні такі виділення мають місце у вигляді:

- а) бульбашок газу крізь воду;
- б) газових струменів просто у повітря (інколи загоряються);
- в) мікровиходів внаслідок процесів дифузії та ефузії вуглеводнів.

Виходи горючих вуглеводневих газів можуть бути пов'язані з покладами нафти і газу на глибині, а також з родовищами вугілля та з горючими сланцями. Потужні виходи метану на сьогодні спостерігаються з дна Чорного моря, основна маса яких пов'язана з зоною переходу зовнішнього шельфу до континентального схилу. На сьогодні тут нараховується близько 200 таких виходів.

Грязьові вулкани. Характеризуються потужними періодичними газовими викидами. Вулкан складений глинистою брекчією, піщано-глинистими утвореннями з кратером на вершині, через який під тиском викидається газ, нафта, вода, пісок, уламки порід, грязь.

Частіше всього грязьові вулкани утворюються біля розломів або в ядрах антиклінальних складок, де утворюють діяпір, тобто ядро протикання.

Грязьові вулкани є супутниками молодих нафтогазоносних басейнів, які характеризуються активними тектонічними процесами. Вони з давніх часів служать практичною ознакою при пошуках покладів нафти і газу в Азербайджані, на Керченському півострові, Італії, Румунії, Туркменістані тощо. Більша частина нафтогазопошукових свердловин в Індоло-Кубанському прогині розташована в апікальних частинах або на схилах склепінь, що утворені грязьовими вулканами.

Дно Чорного моря, особливо у підніжжі континентального схилу, усіяне близько 100 грязьовими вулканами.

Наявність нафтогазопроявів свідчить про існування покладів, але відсутність нафтогазопроявів не свідчить про безперспективність даного району. Тому немає прямої залежності між інтенсивністю нафтогазопроявів і родовищами. У зонах грязьових вулканів є приклади як “порожніх”, так і продуктивних об’єктів.

6.2.8. Регіональні та локальні критерії

Для оцінки перспектив нафтогазоносності у різний час було запропоновано понад 100 різних критеріїв.

Регіональні та зональні критерії. Оцінка перспектив нафтогазоносності в межах осадового басейну (або його частини) і окремих територій (або зон) базується на виявленні потенційних можливостей нафтогазоутворення і нафтогазонагромадження у надрах великої території (всього осадового басейну або його частини) і окремих районів (або зон), які є регіональними критеріями.

Локальні критерії. Оптимальний комплекс гідрогеологічних критеріїв локальної оцінки перспектив нафтогазоносності рекомендується поділяти на групу прямих і опосередкованих. Серед прямих локальних критеріїв розрізняють критерії ореольного розсіювання компонентів із покладів і показники біохімічної і фізико-хімічної взаємодії покладів нафти і газу з підземними водами. Вони охоплюють компоненти, які мігрують від покладів, генетично з ними пов’язані і є прямими ознаками наявності нафти і газу. Специфічними показниками наявності нафтових і газоконденсатних покладів є підвищений вміст у розчинених газах гомологів метану (бензолу, толуолу, амонію).

Локальні критерії біохімічної і фізико-хімічної взаємодії покладів з підземними водами також генетично пов’язані з покладами нафти і газу, але відображають умови їх руйнування під дією окисно-відновних процесів.

Опосередковані локальні критерії нафтогазоносності несуть інформацію

про існуючі у надрах умови, які є сприятливими для формування і збереження вуглеводневих скупчень.

При оцінці локальних структур враховують процес взаємодії покладу в напрямку руху підземних вод (чоловий і типовий ефекти).

При сучасній оцінці перспектив нафтогазоносності обов'язково повинні враховуватись гідрогеологічні умови, які існували в минулі геологічні епохи. Тому при побудові карти прогнозу нафтогазоносності території досліджень складаються палеогідрогеологічні карти або серія таких карт і палеогідрогеологічні профілі.

При практичному використанні карт перспектив нафто газонасиченості потрібно їх зіставляти з картами проникності, тріщинуватості, бітумінозності, з тектонічними і п'єзометричними картами, газового складу, палеогідрогеологічними та іншими.

Крім геологічних, при виборі першочергових об'єктів під постановку на них нафтогазоперспективних робіт, розглядаються і *техніко-економічні критерії*. Вони стосуються таких показників як величина ресурсів, глибина залягання перспективних об'єктів, якість нафти і газу, інфраструктура транспортування і переробки вуглеводневої сировини, матеріально-технічна база для ведення пошуково-розвідувальних робіт, наявність і стан шляхів сполучень і т.н., що значно впливають на економічні показники геологорозвідувальних робіт.

Питання для самоперевірки

1. Охарактеризуйте геоструктурні об'єкти, які контролюють регіональне нафтогазонагромадження.
2. Охарактеризуйте геоструктурні об'єкти, які контролюють локальні скупчення нафти і газу.
3. Наведіть класифікацію неструктурних об'єктів, які контролюють регіональне нафтогазонагромадження.
4. Наведіть класифікацію неструктурних об'єктів, які контролюють локальні скупчення нафти і газу.
5. Змодельуйте принципові схеми нафтогазоперспективних об'єктів антиклінального типу.
6. Змодельуйте принципові схеми нафтогазоперспективних об'єктів неантиклінального типу.
7. Які критерії нафтогазоносності надр є прямими, які опосередкованими (або побічними)?
8. Наведіть загальну характеристику кожного з критеріїв нафтогазоносності надр.
9. Які режими тектонічних рухів є сприятливими для нафтогазонагромадження?
10. Охарактеризуйте критерій наявності пасток при прогнозуванні нафтогазоносності надр.
11. Розкрийте вплив структурно-тектонічного розчленування і дислокованості порід на перспективи нафтогазоносності територій.
12. Розкрийте суть критерію історичного розвитку структур.

13. Охарактеризуйте роль плитотектонічного розвитку територій на перспективи їх нафтогазоносності.
14. Дайте визначення поняття нафтогазоносної формації.
15. Роль порід-колекторів і товщ-покришок у формуванні та збереженні покладів нафти і газу.
16. У чому полягають стратиграфічні критерії прогнозування нафтогазоносності надр?
17. Стисло охарактеризуйте геохімічні критерії, які використовуються в нафтогазопошуковій практиці.
18. Яка роль гіпотез походження нафти і газу при прогнозуванні нафтогазоносності надр?
19. Охарактеризуйте нафтогазопошукове значення підземних газів.
20. З якими типами підземних вод переважно пов'язані поклади нафти і газу?
21. Що таке п'єзометричні мінімуми та гідравлічні нахили ВНК (ГВК) та їх значення при прогнозуванні нафтогазоносності надр?
22. Чи можна використовувати величини пластових надгидростатичних тисків з метою визначення перспектив нафтогазоносності територій?
23. Які гідрогеохімічні аномалії мають нафтогазопошукове значення?
24. Чи має наявність гідрогеохімічних інверсій в розрізі осадового чохла нафтогазопошукове значення та їх суть?
25. Наведіть оптимальний комплекс гідрогеологічних показників регіональної оцінки перспектив нафтогазоносності надр.
26. Наведіть оптимальний комплекс гідрогеологічних показників локальної оцінки перспектив нафтогазоносності надр.
27. Яка гідрогеологічна інформація відображається на картах перспектив нафтогазоносності територій?
28. В чому суть мікробіологічних критеріїв нафтогазоносності надр?
29. Роль геотемпературних показників при оцінці перспектив нафтогазоносності надр.
30. Наведіть характеристику основних видів природних нафтогазопроявів.

Розділ 7. Оцінка нафтогазоносності надр

7.1. Класифікація ресурсів і запасів нафти і газу

На різних стадіях пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ підраховують *ресурси* та *запаси* вуглеводнів.

Ресурси – це очікувана кількість нафти, газу та конденсату в невиявлених ще геологічних об'єктах (нафтогазоперспективному комплексі, пастці, провінції тощо). Ресурси мають імовірнісний характер і характеризуються певними шансами на підтвердження і переведення їх у запаси при виконанні геологорозвідувальних робіт. Достовірність ресурсів залежить від інформативної об'єктивності прогнозу. Дані щодо ресурсів нафти і газу використовують у плануванні пошукових і розвідувальних робіт як для відкриття нових родовищ, так і приросту розвіданих запасів.

Запаси – це кількість нафти, газу та конденсату, що знаходяться у нафтогазоносних пластах виявлених покладів (родовищ). Запаси характеризуються різною рентабельністю їхнього вилучення, яка залежить від глибини залягання продуктивних горизонтів, складності гірничо-геологічних умов розробки, місцеположення родовища та інших природних, а також техніко-економічних чинників. Дані щодо запасів використовують для проектування розробки родовища.

З метою оцінки достовірності й промислового значення ресурсів і запасів нафти і газу, створення єдиної системи термінів і визначень, що застосовують для їх підрахунку та обліку, в Україні розроблено класифікації, які дають змогу встановити єдині принципи державного обліку нафти, газу, конденсату та супутніх компонентів.

Початкові геологічні потенційні ресурси вуглеводнів

За класифікацією затвердженою Державною комісією по запасах корисних копалин (ДКЗ) ресурси і запаси поділяють за категоріями.

Ресурси вуглеводнів поділяють на дві категорії: *прогнознi* (D_2 і D_1) та *перспективні* (C_3).

Категорія D_2 – прогнознi ресурси вуглеводнів, які оцінюють у межах *великих регіональних структур, промислово нафтогазоносність яких ще не доведено*.

Категорія D_1 – прогнознi ресурси нафти і газу літолого-стратиграфічних комплексів, які оцінюють у межах *великих регіональних структур з доведеною промисловою нафтогазоносністю*. Кількісну оцінку за категорією D_1 виконують за результатами регіональних геологічних, геофізичних і геохімічних досліджень і за аналогією з розвіданими родовищами в межах цього регіону.

Оцінка ресурсів вуглеводнів за категорією D_2 в межах невивчених територій (ступінь вивченості мінімальна або нульова) проводиться на основі загальних геологічних уявлень і за аналогією з іншими регіонами де є розвідані родовища нафти і газу.

Перспективні ресурси (категорія C_3), підраховують на підготовлених до глибокого буріння площах нафтогазоносного району або не розкритих свердловинами розвіданих родовищ із встановленою продуктивністю. Параметри для розрахунку ресурсів вуглеводнів приймають за аналогією із розвіданими родовищами. Ресурси, що приурочені до нових структур (площ) або нових пластів, не розкритих бурінням, надалі використовують для планування пошуково-розвідувальних робіт і приросту запасів вуглеводнів за категоріями C_2 і C_1 . До ресурсів категорії C_3 належать ті ресурси нафти і газу, щодо яких не встановлено типу, виду та властивостей вуглеводнів.

Інколи поняття – «потенційні ресурси», в яке вкладається той самий зміст, що й у поняття «загальні геологічні ресурси».

Нині у вітчизняній практиці робіт із прогнозування нафтогазоносності надр найчастіше вживають термін «сумарні ресурси», поряд з яким як синоніми використовують поняття «загальні ресурси», «геологічні ресурси», «сумарні геологічні ресурси», або «потенційні ресурси».

Поняття «сумарні ресурси нафти і горючих газів» охоплює різні за вивченістю і достовірністю оцінки групи: від накопиченого видобутку, детально розвіданих (категорії A, B, C_1) і попередньо оцінених (категорія C_2) запасів до перспективних (категорія C_3) і прогнозних ресурсів (категорії D_2).

Термін «сумарні ресурси» розглядається як загальна оцінка ресурсів регіону. Порівняльна оцінка нафтогазоносності різних регіонів здійснюється шляхом зіставлення їхніх сумарних ресурсів.

Виходячи з цього варто розрізняти терміни «повні» і «оцінені» («враховані») початкові сумарні ресурси. Повним початковим сумарним ресурсам відповідають усі ресурси регіону. Оцінені (враховані) початкові сумарні ресурси - це загальна кількість видобувних, розвіданих, попередньо оцінених запасів вуглеводневої сировини, що утримується у відомих покладах і родовищах та в горизонтах, розкритих глибокими свердловинами; перспективних ресурсів горизонтів, не розкритих бурінням на відкритих родовищах, і структур, підготовлених до буріння у нафтогазоносних районах; прогнозних ресурсів.

Розрізняють також *початкові та поточні сумарні ресурси*. Під *початковими сумарними ресурсами* розуміють суму накопиченого видобутку та розвіданих запасів (категорій $A+B+C_1$) і попередньо оцінених запасів (категорії C_2) на родовищах до початку їхньої розробки, а також перспективних (категорії C_3) і прогнозних ресурсів (категорій D_1+D_2), підрахованих і оцінених у межах регіону на дату оцінки або уточнення прогнозних ресурсів.

Поточні сумарні ресурси є меншими за початкові на величину накопиченого видобутку на родовищах, що розробляються.

Із сумарних ресурсів нафти, газу і конденсату доцільно виділяти ресурси, що можуть бути вилучені з надр – «сумарні видобувні ресурси» або *сумарні геологічні ресурси*.

Початкові сумарні видобувні ресурси регіону визначають за сумою на певну дату: накопиченого видобутку та видобувних запасів категорій $A+B+C_1+C_2$; видобувних перспективних ресурсів категорії C_3 і видобувних прогнозних ресурсів категорій D_1+D_2 .

Поточні сумарні видобувні ресурси відрізняються від початкових на величину накопиченого видобутку на певну дату.

Сумарні ресурси поєднують дві групи, що різко розрізняються між собою, - запаси та ресурси. До першої з них входять виявлені запаси уже відкритих і розвіданих покладів, до другої - ще не виявлені ресурси, лише передбачувані, прогнозовані на основі геолого-геофізичних даних і сформованих уявлень про геологічну будову і нафтогазоносність оцінюваних територій.

За ступенем геологічної вивченості та достовірності ресурси нафти і газу поділяються на дві групи: *прогнозні* та *перспективні*.

Прогнозні ресурси - це ті сумарні обсяги нафти, газу та конденсату, що очікуються в межах перспективних товщ певних геоструктурних елементів, де промислові скупчення ще не відкриті. Вони враховують потенційну можливість формування покладів певних геолого-промислових типів на основі встановлених на ньому позитивних тектонічних, літологічних, стратиграфічних, гідрогеологічних та інших передумов. Кількісна оцінка прогнозних ресурсів визначається на підставі якісної оцінки перспектив нафтогазоносності. За результатами проведених регіональних геологічних, геофізичних і геохімічних досліджень і бурових робіт.

За ступенем обґрунтованості серед прогнозних ресурсів нафти і газу виділяють такі категорії:

- *категорія D_2* — прогнозні ресурси нафти і газу тих літолого-стратиграфічних комплексів, які оцінюють у межах значних регіональних структур, нафтогазоносність яких ще не доведена. Перспективи нафтогазоносності цих комплексів прогнозуються на основі даних геологічних, геофізичних і геохімічних досліджень за параметрами загальних геологічних уявлень і за аналогією з іншими, більш вивченими регіонами, де є розвідані родовища нафти і газу.

До категорії D_2 зараховують прогнозні ресурси вуглеводневої сировини нафтогазоперспективних комплексів, що очікуються:

- а) у межах слабовивчених структур I порядку з невстановленою нафтогазоносністю;

- б) у районах із доведеною нафтогазоносністю в нафтогазоперспективних комплексах, занурених значно нижче глибин, досягнутих бурінням.

Оцінки ресурсів категорії D_2 , що ґрунтуються здебільшого на загальних аналогіях геологічної будови, доцільно використовувати під час планування регіональних робіт і вибору напрямів ранніх етапів пошуків. Проектувати за цими оцінками приріст запасів нафти і газу при розробленні планів на майбутнє і видобуток на перспективу (10-15 років) не рекомендується.

- *категорія D_1* — прогнозні ресурси літолого-стратиграфічних комплексів, які оцінюють здебільшого в межах значних регіональних структур з доведеною нафтогазоносністю. Кількісну оцінку прогнозних ресурсів нафти і газу категорії D_1 , виконують за результатами регіональних геологічних, геофізичних і геохімічних досліджень і за аналогією з розвіданими родовищами у межах регіону, який оцінюється.

До категорії D_1 зараховують прогнозні ресурси вуглеводневої сировини нафтогазоперспективних комплексів, що очікуються:

а) на геоструктурних елементах **II** і **III** порядків, які знаходяться в межах геоструктурного елемента вищого порядку з доведеною нафтогазоносністю на суміжних територіях (група нелокалізованих прогнозних ресурсів категорії Б₁);

б) за наявності достатньої інформації - на виявлених нафтогазоперспективних структурах, які знаходяться в районах із ще невстановленою нафтогазоносністю (категорія D₂).

Оцінки ресурсів категорії D₁ використовують для обґрунтування найефективніших напрямів геолого-пошукових робіт на майбутнє; складання перспективних (10-15 років) програм економічного і соціального розвитку регіонів країни; планування геологорозвідувальних робіт і приросту запасів на перспективу, а також обґрунтування довгострокових схем розвитку видобутку нафти і газу.

Перспективні ресурси категорії C₃ — це обсяги нафти і газу, що пов'язані з об'єктами, підготовленими до глибокого буріння, кількісно оцінені за результатами геологічного, геофізичного, геохімічного та іншого вивчення ділянок надр у межах продуктивних площ з відомими родовищами нафти і газу певного геолого-промислового типу. Кількісні оцінки параметрів родовищ (покладів) нафти і газу визначають на основі інтерпретації геологічних, геофізичних та інших даних, а також статистичної аналогії. Перспективні ресурси є основою для геолого-економічної оцінки доцільності проведення пошукових робіт. До ресурсів *категорії C₃* належать ті ресурси нафти і газу, щодо яких не встановлено прямих доказів типу, виду та властивостей вуглеводнів.

У межах прогнозних об'єктів рекомендується виділяти території: а) перспективні; б) малоперспективні.

Прогнозна оцінка охоплює усі без винятку можливі скупчення нафти і газу (тобто різні за розмірами, якістю нафти тощо), у тому числі нерентабельні для розвідки і розробки. Оскільки виявити всі скупчення вуглеводнів практично неможливо, для кожного району встановлюється економічно обґрунтована межа розвіданості.

У процесі вибору найважливіших напрямів пошуково-розвідувальних робіт варто орієнтуватися на просторове розміщення всіх ресурсів прогнозованих покладів нафти і газу, звертаючи основну увагу на ступінь їхньої концентрації в тих або інших структурних зонах і літолого-стратиграфічних комплексах, а також на техніко-економічні показники майбутніх пошуково-розвідувальних робіт.

Кількісну оцінку прогнозу нафтогазоносності використовують для обґрунтування обсягів і напрямів пошуково-розвідувальних робіт, планування приросту запасів нафти і газу та розрахунків розвитку нафтової і газової промисловості на перспективу. При цьому варто враховувати різну обґрунтованість прогнозних оцінок нафтогазоносності за категоріями C₁ і C₂.

Темпи переведення ресурсів категорій C₃ і D, у запаси розвіданих категорій різні для різних районів і залежать від їхньої вивченості. Знання ступеня реалізації сумарних ресурсів, і особливо категорій C₃ і D, а також темпів їхнього освоєння потрібне як для прогнозу ефективності пошуково-розвідувальних робіт, так і для обґрунтування розвитку добувних галузей.

Ресурси вуглеводнів (перспективні і прогнозні), кількісну та економічну оцінку яких виконують за параметрами, що припускаються, у повному обсязі

(загальні ресурси) належать до групи, промислове значення якої не встановлено. Цю групу ресурсів, відповідно до міжнародних вимог, використовують для обліку кількості ресурсів, які можуть бути залучені для пошуків. Для визначення економічної доцільності подальших пошукових і прогнозно-пошукових робіт і розрахунку їхнього промислового значення під час складання початкової геолого-економічної оцінки у загальних ресурсах можна виділяти їх добувну частину. Цю частину ресурсів використовують лише на галузевому рівні підприємств, що причетні до геологорозвідувальних робіт.

За прогнозними і перспективними ресурсами обчислюють видобувні ресурси, тобто ту кількість вуглеводнів, яку можна видобути із прогнозних і перспективних горизонтів за існуючими технологіями видобутку вуглеводнів.

Серед запасів нафти і газу виділяють попередньо оцінені (категорія C_2) і розвідані (категорії А, В, C_1).

До категорії C_2 відносять запаси вуглеводнів, що досить обґрунтовані на основі геолого-геофізичних досліджень. Вони можуть знаходитися у нерозвіданих частинах покладу або у проміжних і вищезалягаючих неві-пробуваних пластах розвіданих родовищ нафти і газу, тобто у нових горизонтах раніше розвіданих площ. Для підрахунку цих запасів використовують дані щодо найбільш вивчених частин родовищ вуглеводнів. Запаси категорії C_2 використовують для виявлення перспектив нафтогазоносності родовищ і планування подальших геологорозвідувальних робіт.

Ступінь розвіданості відкритих родовищ нафти і газу зменшується з переходом від категорії А до категорії В та від категорії В до категорії С.

До розвіданих запасів категорії C_1 віднесено запаси покладу вуглеводнів або її частини, нафтогазоносність яких підтверджена на основі отриманих промислових припливів нафти чи газу у свердловинах і результатів випробування пластів у кількох свердловинах. За ступенем вивченості покладу категорії C_1 можна говорити про досить обґрунтовані параметри покладу і продуктивних пластів. Зазначені параметри можна використовувати для складання технологічної схеми розробки або проекту дослідно-промислової розробки (ДПР) родовищ нафти і газу.

До запасів категорії В включають запаси покладу вуглеводнів (або її частини), нафтогазоносність якого встановлено на основі одержання промислових припливів нафти і газу у свердловинах на різних гіпсометричних рівнях. Усі параметри покладу вуглеводнів вивчені у належній мірі, що дає змогу складати проект розробки покладу.

Категорія запасів А відрізняється ще більшим ступенем вивченості порівняно з категорією В. За категорією А запаси покладу або його частин вивчені з детальністю, що забезпечує повне визначення типу, форми і розмірів, ефективної нафтонасиченої (або газонасиченої) потужності, типу колектору, характеру зміни колекторних властивостей, нафтогазонасиченості, складу і властивостей нафти, газу і конденсату, а також особливостей покладу, від яких залежать умови розробки. Запаси, віднесені до категорії А, підраховують відповідно до затвердженого проекту розробки родовищ нафти і газу.

За величиною видобувних запасів нафти і газу родовища поділяють на 7 груп (табл. 7.1).

Таблиця 7.1

Класифікація родовищ (покладів) за величиною запасів

Група родовища (покладу)	Видобувні запаси (нафти – млн.т, газу – млрд.м ³)
Унікальні	Понад 300
Величезні	100-300
Великі	30-100
Середні	10-30
Невеликі	5-10
Дрібні	1-5
Дуже дрібні	До 1

За складністю геологічної будови, фазовим станом вуглеводнів, умовами залягання і мінливістю властивостей продуктивних пластів виділяють, незалежно від величини запасів родовища, такі поклади або експлуатаційні об'єкти:

- *простої будови*, що пов'язані з непорушеними або слабкопорушеними структурами; їхні продуктивні пласти містять однофазовий флюїд і характеризуються витриманістю товщин і колекторних властивостей у плані та в розрізі (коефіцієнт піскуватості понад 0,7 і коефіцієнт розчленованості менше 2,6);

- *складної будови*, що мають одно- або двофазовий флюїд і характеризуються значною мінливістю товщин і колекторних властивостей продуктивних пластів у плані й у розрізі, літологічними заміщеннями колекторів слабопроникними породами або наявністю тектонічних порушень (коефіцієнт піскуватості менше 0,7 і коефіцієнт розчленованості понад 2,6);

- *дуже складної будови*, для яких характерні наявність багатофазових флюїдів, літологічні заміщення, тектонічні порушення, невитриманість товщин і колекторних властивостей продуктивних пластів.

За геолого-технологічними та природними умовами, що ускладнюють розробку і впливають на продуктивність свердловин, виділяють *важкодобувні та виснажені* запаси нафти і газу.

До *важкодобувних запасів* відносять:

- запаси родовищ і покладів з геолого-технологічними умовами залягання та розробки, які ускладнюють їх вилучення;
- запаси високов'язких нафт;
- запаси в низькопроникних колекторах;
- запаси нафтових об'ємів;
- газоконденсатні поклади з початковими запасами менше 0,5 млрд м³;
- запаси родовищ і покладів з природно-географічними та екологічними умовами, які ускладнюють їх розробку;
- запаси родовищ що розташовані в морі або в межах державних заповідників, заказників і охоронних зон.

До *виснажених запасів* належать:

- запаси покладів зі ступенем вироблення початкових добувних запасів нафти понад 80 % і газу - понад 85 %;
- запаси нафтових покладів із середнім обводненням продукції понад 80 % за умови вилучення більше 60 % початкових добувних запасів;
- газоконденсатні поклади з початковим вмістом конденсату в пластовому газі понад 200 г/м³ після вилучення 40 % початкових запасів газу;
- поклади газу з активним водонапірним режимом після вилучення 40 % початкових запасів газу.

Ступінь складності геологічної будови родовища встановлюється за відповідними характеристиками основних покладів, які вміщують переважну частину (понад 70 %) запасів родовища.

За ступенем техніко-економічного вивчення запаси та ресурси вуглеводнів поділяють на три групи:

- до *першої групи* належать запаси, на базі яких проведена детальна геолого-економічна оцінка (ГЕО-1) ефективності їх промислового освоєння Матеріали ГЕО-1, які позитивно оцінені Державною комісією України по запасах корисних копалин, є основним документом, що обґрунтовує економічну доцільність фінансування робіт з розробки проектів будівництва нафтогазодобувного підприємства;

- до *другої групи* належать запаси, на основі яких виконана попередня геолого-економічна оцінка (ГЕО-2) їхнього промислового значення Матеріали ГЕО-2 у вигляді техніко-економічної доповіді (ТЕД) мають бути апробовані у Державній комісії України по запасах корисних копалин або у замовника (інвестора) робіт з подальшого вивчення і використання цих запасів;

- до *третьої групи* належать запаси і ресурси, на базі яких проведена початкова геолого-економічна оцінка (ГЕО-3) можливого промислового значення перспективної ділянки надр. Матеріали ГЕО-3 у вигляді техніко-економічних міркувань (ТЕМ) мають бути схвалені замовником (інвестором) геологорозвідувальних робіт.

За промисловим значенням запаси нафти, газу, конденсату та наявні в них корисні компоненти поділяють на групи:

- *балансові* (нормально економічні), які на момент підрахунку можна, згідно з техніко-економічними розрахунками, економічно ефективно видобути і використати за умови застосування сучасної техніки і технології видобутку та переробки вуглеводневої сировини, що забезпечують дотримання вимог раціонального використання надр і охорони навколишнього природного середовища;

- *умовно балансові* (обмежено економічні), ефективність видобутку і використання яких на момент оцінки не можуть бути однозначно визначені, а також запаси, що відповідають вимогам до балансових запасів, але з різних причин не можуть бути використані на момент оцінки. Зокрема, використання цієї групи запасів можливе у разі надання пільгових умов видобутку або іншої підтримки інвесторів з боку держави;

- *позабалансові* (потенційно економічні), видобуток і використання яких на момент оцінки є економічно недоцільними, але в майбутньому вони можуть стати об'єктом промислового значення;

- *з невизначеним промисловим значенням* (можливо економічні), для яких виконано тільки початкову геолого-економічну оцінку з використанням технологічних та економічних вихідних даних, що припускаються.

Ресурси вуглеводнів (перспективні і прогнозні), кількісну та економічну оцінку яких проводять за параметрами, що припускаються, у повному обсязі (загальні ресурси) належать до групи, промислове значення якої не визначено. Цю групу ресурсів відповідно до міжнародних вимог використовують з метою обліку кількості ресурсів, які можуть бути залучені для пошуків. Для визначення економічної доцільності подальших пошукових і прогнозно-пошукових робіт і розрахунку їхнього промислового значення при складанні початкової геолого-економічної оцінки (ТЕМ) у загальних ресурсах можна виділяти їх добувну частину. Цю частину ресурсів використовують лише на галузевому рівні підприємств, які причетні до геологорозвідувальних робіт.

Запаси корисних компонентів у нафті, газі і конденсаті, які мають промислове значення, підраховують у контурах запасів нафти і газу за тими самими групами чи категоріями розвіданості.

Запаси і ресурси нафти і газу, що характеризуються певними рівнями промислового значення, ступенями техніко-економічної та геологічної вивченості, розподіляють на класи, які ідентифікуються за допомогою міжнародного трипорядкового цифрового коду. В цьому коді одиницям відповідають групи запасів за ступенем геологічної вивченості, десяткам — за ступенем техніко-економічної вивченості і сотням — за промисловим значенням. Доцільно виділяти 9 класів різних рівнів вивченості запасів та ресурсів нафти і газу об'єктів геологорозвідувальних робіт (табл. 7.2).

Таблиця 7.2

Рівні вивченості запасів і ресурсів нафти і газу

Промислове значення	Ступінь техніко-економічної вивченості	Ступінь геологічної вивченості	Код класу
1. Балансові запаси	ГЕО-1	Розвідані (доведені) запаси	111
	ГЕО-2	Розвідані (доведені) запаси	121
	ГЕО-2	Попередньо розвідані (ймовірні) запаси	122
2. Умовно балансові та запаси	ГЕО-1	Розвідані (доведені) запаси	211
	ГЕО-2	Розвідані (доведені) запаси	221

3. Промислове ачення не визначене	ГЕО-2	Попередньо розвідані (ймовірні) запаси	222
	ГЕО-3	Попередньо розвідані (ймовірні) запаси	332
	ГЕО-3	Перспективні ресурси	333
	ГЕО-3	Прогнозні ресурси	334

Клас під кодом 111 охоплює розвідані, детально оцінені запаси, які можна ефективно видобути. Такі запаси, згідно з Міжнародною класифікацією ООН, належать до достовірних (Proved mineral reserves). Класи під кодом 121 та 122 містять балансові і попередньо оцінені запаси, що за класифікацією ООН належать до ймовірних (Probably mineral reserves).

7.2. Якісна оцінка перспектив нафтогазоносності. Регіональний, зональний і локальний прогноз

Якісна оцінка перспектив нафтогазоносності надр - це комплекс досліджень, спрямованих на узагальнення результатів геологічного вивчення надр, з метою виявлення сприятливих для нафтогазонагромадження територій їхнього районування і диференціації за ступенем перспективності та вибору найоптимальніших напрямів пошуково-розвідувальних робіт.

Якісну оцінку перспектив нафтогазоносності здійснюють на основі всебічного аналізу комплексу встановлених для досліджуваного об'єкта критеріїв нафтогазоносності, вивчення їхньої просторової зміни і закономірностей поширення скупчень нафти і газу, а також вивчення геологічних, геофізичних геохімічних, гідрогеологічних, термобаричних та інших матеріалів у розрізі регіону виділяють можливу нафтогазоносні комплекси, проводять тектонічне і на його основі нафтогазогеологічне районування території. Завершальним етапом такої оцінки є складання карт перспектив нафтогазоносності - для регіональних об'єктів прогнозу та графічних моделей (в розрізі і плані) нафтогазоперспективних об'єктів - для локальних об'єктів прогнозу, а також видача рекомендацій щодо подальшого проведення геологорозвідувальних робіт у межах певних конкретних територій.

Під час прогнозування нафтогазоносності надр виділяють:

- нові нафтогазоносні райони і області в межах слабковивчених територій;
- нові зони нафтогазонагромадження в межах окремих областей, регіональну нафтогазоносність яких уже встановлено;
- нові родовища нафти і газу в зонах з виявленою нафтогазоносністю;
- нові продуктивні горизонти у межах уже відкритих нафтогазових родовищ.

Прогнозування нафтогазоносності надр здійснюється, як правило, в процесі проведення пошуково-розвідувальних робіт шляхом послідовного розгляду і оцінювання низки геологічних обстановок, пошукових передумов і ознак нафтогазоносності. При цьому виділяють перспективні на нафту і газ регіони (провінції, басейни), літофаціальні комплекси, структурно-фаціальні зони і,

нарешті, конкретні площі і пастки. Для всіх цих геологічних об'єктів будують і систематично уточнюють графічні моделі (карти, розрізи, схеми тощо).

Для прогнозування нафтогазоносності використовують усю сукупність наявних геологічних даних, на основі яких і проводять імовірнісні міркування та висновки. Таке прогнозування дає випереджувальну інформацію про ступінь перспективності надр щодо їх нафтогазоносності.

Прогнозування нафтогазоносності надр є початком перспективного розвитку всього комплексу геологорозвідувальних робіт на нафту і газ, що пов'язані з освоєнням значних матеріальних, капітальних і трудових вкладень у нафтогазовидобувні галузі промисловості. Отже, від достовірності прогнозу значною мірою залежить успішність розвитку паливно-енергетичного комплексу країни.

Система прогнозування має відповідати таким вимогам:

- можливість здійснення прогнозу нафтогазоносності на будь-яку дату і для будь-якого ступеня вивченості надр оцінюваного об'єкта;
- урахування всієї наявної інформації як теоретичного, так і фактичного характеру й оперативне коректування прогнозів при надходженні нової інформації як безпосередньо по об'єкту, так і по інших аналогічно побудованих районах;
- відтворюваність розв'язку прогнозних завдань і можливість вирішення їх незалежними методами;
- можливість постійного удосконалювання шляхом включення нових, більш ефективних методів вирішення і збільшення кількості розв'язуваних завдань прогнозу, тобто відкритості системи.

Прогнозні дослідження складаються з таких основних етапів:

- 1) визначення рівнів детальності прогнозування, що залежать від вихідної інформаційної бази;
- 2) вибір конкретних моделей нафтогазонагромадження, що ґрунтуються на сукупності визначених у них геолого-геофізичних і геохімічних параметрів;
- 3) установлення за матеріалами еталонів кількісної залежності (кількох залежностей) між прогнозованими характеристиками та визначеними параметрами;
- 4) доказ дієвості прийнятого апарату прогнозу на матеріалах еталона й «іспиту»;
- 5) диференціальна й інтегральна оцінки ресурсів об'єкта прогнозу за встановленими залежностями;
- 6) геологічна інтерпретація результатів прогнозу з визначенням інтервалів достовірності або кривих розподілу ймовірності оцінок, а також загального ступеня їхньої достовірності.

Прогнозування нафтогазоносності надр ґрунтується на принципі аналогії, тобто порівняльній оцінці геологічної будови нафтогазоносності окремих територій із урахуванням виявлених закономірних зв'язків формування і розміщення скупчень нафти і газу.

У процесі якісної оцінки внаслідок всебічного вивчення й аналізу фактичних даних з геолого-геофізичної, тектонічної, геохімічної і гідрогеологічної

характеристик територій визначають основні риси й етапи їх геотектонічного розвитку.

Надійність прогнозування по етапах для кожного набору критеріїв коливається від 0,75 до 0,83. При цьому встановлені дві тенденції: зростання ролі структурного чинника зі збільшенням щільності запасів, а також зниження ролі геохімічного фактора з подальшою диференціацією земель за щільністю запасів після поділу їх на безперспективні і перспективні.

Число рівнів прогнозу визначається ієрархією об'єктів. Основні з них такі:

регіональний прогноз — оцінюють у цілому провінції, структури I порядку, великі структури II порядку, великі умовно виділені об'єкти, тобто великі складові частини провінцій і басейнів, а також літолого-стратиграфічні комплекси та серії;

зональний прогноз — оцінюють структури II порядку, невеликі умовно виділені об'єкти, а також світи і підсвіти;

локальний прогноз — оцінюють локальні структури, пастки неструктурного типу, а також пласти і групи близьких невідокремлених пластів.

Детальність опису об'єктів прогнозу залежить від їхнього масштабу і ступеня вивченості і, отже, від стадії геологорозвідувальних робіт.

Взаємозв'язок між рівнями прогнозу з позицій вирішення прогнозних завдань виражається в тому, що кінцеві результати робіт попереднього рівня є відповідними даними для наступного рівня. Водночас результати цього наступного рівня робіт використовують для перевірки достовірності висновків за результатами робіт попереднього рівня, з'ясування потреби їхнього уточнення. Вони сприяють також уточненню уявлень про будову об'єктів вищого ієрархічного рівня і тим самим уточненню їхньої прогнозної оцінки як з урахуванням більш достовірної інформації, так і за можливістю використання її якісно нових видів.

7.2.1. Регіональний прогноз

Регіональний прогноз нафтогазоносності — геологічне дослідження значної території осадового басейну з метою виділення в ньому об'єктів прогнозу регіонального рівня, диференціації їх за ступенем перспективності та нафтогазогеологічного районування.

У процесі регіонального прогнозу вивчаються основні риси геологічної будови певної території й етапи їхнього геотектонічного розвитку, літолого-стратиграфічна характеристика розрізу, гідрогеологічні і геохімічні умови регіону, виявляються нафтогазоперспективні комплекси (природні резервуари) та зони можливого нафтогазонагромадження, проводиться кількісна оцінка прогнозних ресурсів за категоріями D_1 і D_2 виділяються виявлені та передбачувані зони нафтогазоносності та розробляються рекомендації стосовно вибору об'єктів для зонального прогнозу. Основні завдання, що вирішуються на регіональному рівні прогнозу нафтогазоносності, та порядок їх виконання наведено на рис. 7.1.

На наступному етапі якісної оцінки вивчають просторову зміну кожного критерію нафтогазоносності шляхом складання відповідних карт: тектонічних,

структурних, літолого-фаціальних, гідрогеологічних, геохімічних та ін. Поєднанням цих карт одержують комплексну карту критеріїв нафтогазоносності, яка є основою для нафтогазогео-логічного районування територій, виділення об'єктів прогнозування і зон, що характеризуються різним ступенем перспективності.

У процесі диференціації територій виділяють зони:

- явно безперспективні (об'єкти прогнозування відсутні);
- безперспективні (об'єкт прогнозування позбавлений або колекторів, або покришок або знаходиться в зоні гіпергенезу чи в інших несприятливих умовах);
- перспективні на нафту (нафтоносні), на газ (газоносні), на нафту і газ (нафтогазоносні).

Для кожного об'єкта прогнозування складається карта перспектив нафтогазоносності. Разом з комплексною картою критеріїв нафтогазоносності і картами тектонічного і нафтогазогеологічного районування вона є основою для кількісної оцінки прогнозних ресурсів.

Для рішення прогнозних завдань нафтогазової геології умовно можна виділити два види аналогії: *внутрішню* і *зовнішню*. Вид аналогії визначається практично рангом об'єкта прогнозу, що розглядається. Під час оцінки перспектив нафтогазоносності провінцій і басейнів загалом прийнято говорити про зовнішню аналогію, а під час оцінки перспектив частин цих великих об'єктів - про внутрішню аналогію.

Аналогія далеко не завжди виражена настільки просто і проводиться лише за одним еталонним об'єктом. Її можна виразити й іншим способом і за більшою кількістю еталонних об'єктів, за іншим набором геологічних критеріїв.

Основним геологічним критерієм за такої аналогії є обсяг осадового заповнення басейну. Він може виявитися єдиним критерієм для слабковивченого седиментаційного басейну під час порівняння його з еталонними басейнами і вибору серед них найбільш подібного, аналогічного оцінюваному. Проте аналогія буде повнішою, якщо поряд з об'ємом осадового заповнення для встановлення подібності використовувати детальні відомості про стратиграфічні комплекси, що складають цей басейн, інтервали глибин, на яких вони залягають, а також об'єми окремо піщано-алевролітових, глинистих, карбонатних і евапоритових порід тощо.

Поряд з характеристиками будови басейну можна використовувати параметри, що описують історію його розвитку: насамперед співвідношення об'ємів порід, що знаходяться на різних глибинах або мають різний вік; час після завершення інтенсивного прогинання; об'ємну швидкість осадоного-громадження тощо.

7.2.2. Зональний прогноз

Методика проведення зонального прогнозу нафтогазоносності детально розроблена УкрДГРІ.

Зональний прогноз – це диференціація території нафтогазоносної області або її частини (зона, район, ділянка) за ступенем перспективності продуктивного (перспективного) горизонту, літолого-стратиграфічного підкомплексу і (або)

нафтогазоносного комплексу (залежно від ступеня вивченості оцінюваної території по площі і розрізу) на основі аналізу визначеної сукупності геологічних



Рис. 7.1. Основні завдання, які вирішують на регіональному рівні прогнозу нафтогазоносності територій

критеріїв. Він займає проміжне положення між регіональним і локальним прогнозами, ґрунтується на результатах регіонального прогнозу і є інформаційною базою для виконання локального прогнозу нафтогазоносності.

Об'єктом зонального прогнозу є геологічні тіла в стратиграфічному обсязі, більш значні, ніж одиничний резервуар (наприклад, система, відділ, ярус, продуктивний комплекс), у територіальному - це частини нафтогазоносної області (басейну).

Кінцевою метою зонального прогнозу є забезпечення геологічної основи якісного проведення стадії виявлення і підготовки об'єктів до глибокого буріння для переведення ресурсів вуглеводнів категорії D_2+D_3 у категорії C і D_1 (локалізовані).

Завдання зонального прогнозу такі:

- обґрунтування перспективних і першочергових ділянок проведення детальних геолого-геофізичних робіт (переважно сейсморозвідувальних) для виявлення і підготовки нових об'єктів пошукового буріння;
- вибір базисних горизонтів пошукового буріння;
- забезпечення геологічної основи для локального прогнозу нафтогазоносності підготовлених до пошукового буріння об'єктів.

Зональний прогноз проводиться на територіях, нафтогазоносність яких позитивно оцінена за результатами попереднього регіонального прогнозу, за винятком земель з низьким ступенем вивченості.

Залежно від ступеня геологічної вивченості території та оцінюваного розрізу, а також масштабності проведення зонального прогнозу його поділяють на чотири категорії.

Зональний прогноз I категорії - погоризонтна оцінка перспектив нафтогазоносності на території всього регіону або її значної частини, яка характеризується високим ступенем вивченості.

Зональний прогноз II категорії - погоризонтна оцінка перспектив нафтогазоносності в межах зони (район, ділянка) з високим ступенем вивченості.

Зональний прогноз III категорії - оцінка перспектив нафтогазоносності комплексу (підкомплексу) на території всієї нафтогазоносної області або її значної частини, яка характеризується середнім ступенем вивченості.

Зональним прогноз IV категорії - оцінка перспектив нафтогазоносності комплексу (підкомплексу) в межах зони (район, ділянка), яка характеризується середнім ступенем вивченості.

Під високим ступенем вивченості розуміють наявність для території, яка підлягає зональному прогнозу, геолого-геофізичних даних, які б забезпечували:

- детальну кореляцію продуктивних (перспективних) горизонтів;
- встановлення генезису порід-колекторів;
- оцінку резервуара з огляду на його тришарову будову;
- характеристику термобаричних умов.

Під середнім ступенем вивченості розуміють наявність для території, що підлягає зональному прогнозу, геолого-геофізичних даних, які б забезпечували:

- впевнену кореляцію товщ по підкомплексу;
- побудову літофаціальних карт;
- установлення загальних умов нафтогазоносності.

Кінцевим результатом проведення зонального прогнозу є створення геологічної основи, яка містить набір карт, а також дані щодо стану прогнозних і перспективних (С₃) ресурсів і матеріали попереднього визначення можливої кількості локальних об'єктів пошуку до моменту оцінки досліджуваної території.

Проведенню зонального прогнозу передують визначення його виду (категорійності).

Наступним підготовчим етапом зонального прогнозу є вибір масштабу побудов (табл. 7.4) на основі розмірів і ступеня вивченості оцінюваної площі.

Таблиця 7.4

Масштаби обов'язкових карт зонального прогнозу нафтогазоносності

№ п/п	Вид картографічних побудов	Площа оцінюваної території в км ²		
		до 10 000	10 000 – 30 000	понад 30 000
1	Структурна основа	1 : 50 000 або 1 : 25 000	1 : 100 000 або 1 : 50 000	1 : 200 000 або 1 : 100 000
2	Характеристика порід	1 : 50 000 або 1 : 25 000	1 : 100 000 або 1 : 50 000	1 : 200 000 або 1 : 100 000
3	Характеристика умов нафтогазоносності	1 : 500 000 або більший	1 : 50 000 1 : 500 000	1 : 500 000 або більший
4	Підсумкова графіка	1 : 50 000 або більший	або більший 1 : 100 000	1 : 200 000 або більший

Зональний прогноз може супроводжуватися додатковими побудовами довільного масштабу, які пояснюють особливості перспектив нафтогазоносності структур і підвищують інформативність обов'язкової геологічної графіки та результатів прогнозу. Додаткову графіку встановлюють на власний розсуд виконавці прогнозу, вона може містити:

- геологічні профілі різного цільового призначення;
- карти палеогеоморфологічної обстановки для оцінюваної частини розрізу;
- карти піскуватості для оцінюваної частини розрізу;
- карти розвитку вторинних колекторів;
- карти поширення в оцінюваній частині розрізу зон АВПТ і АНПТ;
- карти палеотемператур;
- карти ймовірностей відкриття покладів у пастках оцінюваної частини розрізу та їх належності до середніх або великих скупчень ВВ;
- карти генерації ВВ;
- карти розподілу хімічного складу флюїдів;
- карти геохімічної характеристики водорозчинних газів;

- гідрогеологічні карти, які характеризують режим водообміну;
- інші спеціальні геологічні побудови.

Зональний прогноз завершується видачею рекомендацій щодо вибору раціонального комплексу польових геофізичних робіт і визначення їх обсягів, які забезпечать виявлення і якісну підготовку локальних об'єктів різного типу для переводу ресурсів ($D_3 + D_2$) у D_1 (локалізовані) та C_3 .

Вихідною стратиграфічною основою зонального прогнозу має бути єдина кореляція продуктивних (перспективних) горизонтів у межах кожної нафтогазоносної області. Створення стратиграфічної основи вважається завершеним після складення єдиних каталогів гіпсометричного положення продуктивних (перспективних) горизонтів (підкомплекси і комплекси) по всіх пробурених свердловинах. Такі каталоги періодично (через 3-5 років) треба поповнювати і коригувати.

7.2.3. Локальний прогноз

Локальний прогноз – оцінка нафтогазоносності за комплексом геологічних ознак об'єкта, локалізованого по площі (антиклінальна структура III порядку, різні типи неантиклінальних пасток) і стратиграфічному розрізу (окремий резервуар нафти і газу). Він тісно пов'язаний із зональним і виконується після нього. Відмінність між ними полягає, по-перше, у масштабах геологічних тіл, для яких виконується прогноз, і, по-друге, у наборах геологічних ознак, які аналізуються.

Для локального прогнозу використовують ознаки, які різко (контрастно) змінюються від точки до точки, в тому числі в залежності від розташування локальних структур (наприклад, товщина і колекторні властивості окремих піщаних горизонтів), або ті, які істотно змінюють основні параметри пастки (наприклад, співвідношення товщин напівпокришки (хибної покришки) та амплітуди підняття).

Локальний прогноз виконується тільки для об'єктів, розташованих на перспективній території і приурочених до перспективної частини розрізу. Таким чином, локальний прогноз побічно враховує і критерії зонального прогнозу, тобто всі необхідні і достатні умови, що визначають нафтогазоносність надр. Він закінчується кількісною оцінкою перспективних ресурсів нафти і газу (категорія C_3), подібно тому як зональний прогноз завершується підрахунком прогнозних ресурсів. Перспективні ресурси підраховують на основі отриманих за результатами локального прогнозу параметрів: товщини колектору, його, ємнісно-фільтраційних властивостей, площі і висоти пастки та ін.

Локальний прогноз складається з прогнозування:

- колекторів в окремих горизонтах;
- флюїдоупорів і хибних покришок;
- локальних піднять або пасток інших типів (за відсутності встановлених);
- висоти покладів нафти і газу;
- фазового стану ВВ;
- можливої наявності зон АВПТ;
- кількісної оцінки перспективних (категорії C_3) ресурсів нафти і газу.

Прогноз колекторів. Основою прогнозування колекторів для локального прогнозу є складання карт колекторів окремих нафтогазоносних пластів, що складають продуктивний горизонт невеликої товщини.

Кarti складають для окремих територій в масштабі від 1:50 000 до 1:200 000 залежно від наявності фактичного матеріалу. На картах відображують:

- а) товщину піщано-алевритової літофації і зони відсутності останньої;
 - б) ділянки рівних кількостей піщано-алевритових пластів у межах продуктивного горизонту;
 - в) зони поширення порід-колекторів за переважними класами.
- Ефективну товщину горизонтів визначають із графіків статистичної залежності її від загальної товщини піщано-алевритової літофації.

Прогноз фізичних властивостей порід-колекторів здійснюється на основі детальних літолого-фаціальних і петрографічних досліджень. Вивчаються епігенетичні перетворення порід-колекторів відповідно до глибини їхнього залягання й умов нагромадження.

Прогноз флюїдоупорів і напівпокришок. Результати геологічного (товщина, літолого-фаціальний склад), літофізичного, фізико-хімічного вивчення малопроникних товщ (пачок, прошарків), дані щодо фазового складу і геохімічних особливостей вуглеводневих скупчень свідчать про різноманітність екранувальних властивостей покришок продуктивних горизонтів у нафтогазоносних регіонах, а також існування хибник покришок (напівпокришок).

Прогноз локальних піднять та інших типів пасток. У деяких випадках, коли пошукове буріння проводять не на підготовленому сейсморозвідкою об'єкті (встановленому локальному піднятті або пастці іншого типу), а на прогнозованому піднятті, в поєднанні з наявністю АВПТ, у проекті варто висвітлити питання про виділення прогнозованої пастки. Для прогнозування малоамплітудних похованих локальних піднять застосовують палеотек-тонічний, графоаналітичний, неотектонічний та інші методи, описані в спеціальних посібниках і опублікованих працях.

Прогноз висоти покладів нафти і газу з урахуванням товщини напівпокришки. Ступінь заповнення пастки (висота покладу) прямо залежить від товщини напівпокришки, оскільки розміри пастки визначаються за покрівлею не колектору, а хибної покришки.

Висоту максимально можливого покладу ($H_{\text{пок}}$) у межах локального підняття встановлюють за формулою

$$H_{\text{пок}} = H_{\text{під}} - H_{\text{х.п.}}$$

де $H_{\text{під}}$ - амплітуда локального підняття, м; $H_{\text{х.п.}}$ - товщина хибної покришки, м.

Якщо товщина хибної покришки перевищує амплітуду складки по покрівлі колектору, то така антиклінальна структура перестає бути пасткою для вуглеводнів.

Наявність хибної покришки негативно позначається також на можливості акумуляції покладів в усіх різновидах неантиклінальних пасток. Так, зона літологічного чи стратиграфічного виклинювання стає пасткою тільки за умови, що в напрямку вгору за підняттям порід одночасно з колектором або нижче нього по

висоті (але не вище) виклинюється також хибна покришка. В іншому випадку зона виклинювання колектору не є пасткою для ВВ.

Тектонічно екранований блок порід також може бути пасткою за умови, що не тільки колектор по скиду межує із флюїдоупорами сусіднього крила, а й напівпокришка. При згідному скиді це досягається, коли амплітуда його більша за загальну товщину колектору і хибної покришки, а при незгідному - більше тільки за загальну товщину хибної покришки. В іншому випадку тектонічно екрановані блоки не будуть пастками для ВВ.

Прогноз фазового стану вуглеводнів. Прогноз фазового стану вуглеводнів здебільшого є завданням зонального прогнозу, оскільки часто виділяються роздільні зони нафто- або газонагромадження. У цьому разі прогнозований у межах аналізованого об'єкта тип покладів визначається з карт кількісної оцінки перспектив нафтогазоносності, що є для всіх регіонів і комплексів. У зонах змішаного складу ВВ (нафтогазоносних), унаслідок прояву принципу диференціального уловлювання ВВ, фазовий стан їх може відрізнитись у сусідніх пастках (наприклад, ланцюжка локальних піднять) залежно від їхнього гіпсометричного положення. У цьому випадку визначення фазового стану ВВ стає також завданням локального прогнозу. Воно вирішується з урахуванням типу покладів на сусідніх площах і розташування відносно них досліджуваного об'єкта.

7.3. Прогнозування і пошуки скупчень вуглеводнів у нетрадиційних колекторах

Специфіка пошуку газу в сланцях (аргілітах, алевролітах) та щільних пісковиках полягає в тому, що материнська порода одночасно є колектором і флюїдоупором і на відміну від родовищ конвенційного газу не утворює пастки. Тому для пошуків газу в щільних колекторах особливо важливим є (на відмінність від пошуків традиційних родовищ):

- поглиблене вивчення вмісних материнських порід;
- ключова роль геохімічних досліджень (вміст органічного вуглецю ТОС, відбивна здатність вітриніту Ro, характеристика керовану тощо);
- дослідження петрофізичних властивостей сланців, визначення здатності породи до розтріскування;
- сейсмічні дослідження виконуються для проектування траєкторії видобувних свердловин, щоб уникнути тектонічних порушень, а не з метою безпосередньої ідентифікації родовища
- велика площа досліджень.

Звичайна послідовність робіт повинна включати наступні етапи:

- аналіз фондових матеріалів, профілів бурової геофізики; переінтерпретація і переобробка сейсміки;
- геохімічне дослідження зразків керну свердловин минулих років;
- проведення сейсмічних досліджень 2D або 3D, з метою проектування свердловин у випадку недостатнього геологічного вивчення;

- проведення дослідного буріння з відбором керну, геофізичними замірами, випробуванням;
- виконання сейсміки 3D з метою локалізації тестових або експлуатаційних свердловин;
- буріння тестових свердловин (горизонтальних) та тести на продуктивність.

Компонентний склад газів щільних колекторів варіює в певних межах, але аналіз існуючих матеріалів показує, що його можна порівнювати із складом супутнього газу вугільних шахт. У складі вугільних газів переважає метан (60–98,5 %), що вкладається в інтервал вмісту метану, характерний для вугільних газів взагалі – 60–98 %. Вміст метану у вугіллі коливався від 64,4 до 98,5 % (табл. 7.5).

Таблиця 7.5

Дані хроматографічного аналізу супутніх газів вугілля

Місце відбору	Компонентний склад, %									
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	iC ₄ H ₁₀	He	N ₂	H ₂	O ₂	CO ₂
1	95,5	2,62	0,16	0,028	-	0,068	0,9	0,001	0,2	0,4
2	73,1	5,4	0,03	0,05	0,04	0,02	14,78	-	3,1	3,8

1 – Шахта Щеглівська-8; 2 – Шахта ім. А.Ф. Засядько

Також у вугільних газах зазвичай присутні вуглекислий газ, азот, сірководень, водень, легкі гомологи метану та інертні гази, де крім метану відзначаються також його гомологи (етан, пропан і бутан), а також азот, вуглекислий газ, водень, кисень, оксид вуглецю, сірчистий газ, сірководень та інертні гази – гелій, неон, аргон, криптон і ксенон. В цій же праці відмічається чіткий зв'язок вмісту тяжких вуглеводнів з групами метаморфізму вугілля: максимальні вмісти етану відповідають коксовому вугіллю, пропану – жирному та коксовому, бутану – жирному. Як при зменшенні, так і при збільшенні метаморфізму вугілля спостерігалось різке збідніння вугілля на ці компоненти.

Вміст етану в досліджуваних пробах газів змінюється від 0 до 7,67, пропану – від 0 до 2,6, бутану – від 0 до 0,93 та ізобутану – від 0 до 0,74 %.

З неуглеводневих газів визначені вуглекислий газ у кількості від 0 до 8,9 %, азот – 0,32-25,1 %, гелій – 0-0,189 %, кисень – 0-7,9 % та водень – 0-0,1 %.

Азот є найрозповсюдженішим газом серед досліджених проб. Його особливо високі вмісти (до 50–60 %) визначені на деяких ділянках розробки суперантрацитів. Виділення водню, вуглекислого газу та азоту можливе при розкладі органічної речовини. Азот, а також кисень можуть поступати з земної атмосфери. У вугільних районах Донбасу зростання вмісту водню спостерігалось з ростом ступеню метаморфізму вугілля. У місцях видобутку суперантрацитів виділення вуглекислого газу досягає 25м³/т видобутого вугілля і навіть більше, а окрім того, в місцях тектонічних розломів були визначені вмісти вуглекислого газу до 80–90 %. Підвищені вмісти вуглекислого газу також зустрічаються на деяких

газових родовищах Дніпровсько-Донецької западини. Аномально високі вмісти гелію можуть бути наслідком його ендегенного підтоку.

Коефіцієнт сухості газу ($C_{HC} = V_{CH_4} / (V_{C_2H_6} + V_{C_3H_8})$), V – об'єм газу в процентах) характеризується широким розкидом – від <10 до 9510.

Вуглекислотний коефіцієнт ($CDMI$), який показує об'ємну частку вуглекислого газу (V_{CO_2}) у загальній суміші вуглекислого газу та метану ($V_{CH_4} + V_{CO_2}$) ($CDMI = V_{CO_2} / (V_{CH_4} + V_{CO_2}) * 100$) змінюється від <0,001 до >66,7 %. Так, у деяких місцях видобутку суперантрацитів в Донбасі виділення вуглекислого газу досягає 25 м³ на тонну видобутого вугілля і навіть більше, а окрім того, в місцях розвитку тектонічних порушень були визначені вмісти вуглекислого газу до 80–90 %.

Важливе значення в геохімії вуглеводнів має ізотопний склад вуглецю метану. За літературними даними, ізотопний склад вуглецю метану сланцевих та вугільних газів знаходиться в діапазоні від -68 до -25 ‰. Результати виконаних нами аналізів вугільних газів розширюють цей діапазон – від -68 до -20,4 ‰, який потрапляє в інтервал величин, характерних для газів термогенного походження та нижній інтервал величин, що властиві біогенному метану. Однак, в деяких випадках фіксувався метан, $\delta^{13}C$ якого перевищував -15 ‰, що, вірогідно, відповідає газу ендегенного походження, який був утворений за температур понад 200 °C. Відзначається зростання ізотопу ^{13}C в метані з глибиною та збільшенням ступеня метаморфізму вугілля. Треба відмітити, що остання залежність не завжди зберігається і у свою чергу залежить від глибини залягання вугільного пласта. Це свідчить про перерозподіл газів вже після вуглефікації та про присутність у верхніх горизонтах газів з більш метаморфізованих глибокозалягаючих відкладів.

Основні принципи геохімічних пошуків і прогнозування скупчень сланцевого газу. Міграція газу – складний процес, найінтенсивнішим проявом якого є фільтрація по системах тріщин і каналів у зонах тектонічних порушень, де рух газу переважно турбулентний. Інша складова масоперенесення – газова дифузія – відбувається в усьому масиві порід.

Формою просторового розподілу газу фаз у межах певної частини газоносного басейну є геохімічне поле. У геохімічних полях, що, як правило, приурочені до певних газоносних структур, концентрації вуглеводнів доволі різні, тому поняття "поле концентрацій", що характеризує розподіл газу в геологічному просторі, поділяють на поле нормальних концентрацій (або фон) і поле аномальних концентрацій (вище або нижче за фонові значення).

Особливістю геохімічних аномалій є те, що їх визначають залежно від встановленого геохімічного фону. Аномалії характеризуються такими поняттями, як контрастність (співвідношення аномальних і фонових концентрацій) та розміри (протяжність і ширина). Залежно від проявів у різних геохімічних полях вони можуть бути літогеохімічними, газовими, гідрогеохімічними, біогеохімічними.

Геохімічні методи пошуку газу нетрадиційних (щільних) колекторів ґрунтуються на виявленні ореолів розсіювання (позитивних аномалій) як компонентів газових родовищ (метану та його гомологів), так і певних елементів-

індикаторів (Br, B, I, NH₄, NO₂ та ін.). Важливим чинником успішного пошуку вуглеводнів є встановлення просторових і генетичних зв'язків геохімічних аномалій з геологічними структурами території досліджень. Залежно від конкретних пошукових завдань застосовують газовий (газогеохімічний), гідрогеохімічний, літогеохімічний, біогеохімічний та спеціалізований бітумінологічний методи пошуку вуглеводнів.

Газогеохімічний метод ґрунтується на вивченні якісного і кількісного складу газів як у свердловинах (газовий каротаж), так і над земною поверхнею (газова зйомка). Це найінформативніший метод прямого геохімічного пошуку газу, метою якого є виявлення за газовими показниками просторового положення аномалій та оцінювання їхнього зв'язку з наявністю на глибині скупчень вуглеводнів.

Другим за рівнем інформативності є **гідрогеохімічний метод**, призначений для виявлення у воді певних асоціацій елементів-індикаторів та самих вуглеводнів. Важливою ознакою, зокрема, є аномально високі концентрації у підземних водах органічної речовини. Оскільки підземні води й вуглеводневі гази здебільшого мають одні й ті самі шляхи міграції і часто утворюють єдині флюїдні системи, підземні води несуть інформацію і про наявність вуглеводнів у глибоких горизонтах земної кори.

Інші геохімічні методи пошуку газу нетрадиційних колекторів – **біогеохімічний** (виявлення мікроорганізмів-окисників вуглеводнів), **літогеохімічний** (виявлення ознак газонасиченості у гірських породах) та спеціальний **бітумінологічний** (цілеспрямовані пошуки ореолів розсіювання рідких вуглеводнів нафтового ряду) – мають, зазвичай, підпорядковане значення і майже не використовуються при пошуку сланцевого газу.

Геохімічні дослідження неможливо відокремити від загального комплексу пошуково-розвідувальних робіт (геолого-знімальних, геофізичних, гідрогеологічних, структурно-геоморфологічних та ін.), тому найчастіше вони носять комплексний характер. Це означає, що в процесі геохімічних побудов (карти, розрізи тощо) враховують результати інших досліджень, які так чи інакше вказують на можливу наявність у надрах вуглеводневих флюїдів.

Найважливішою складовою комплексу пошукових геохімічних досліджень є газоаналітичні методи, спрямовані на виявлення закономірностей розподілу природних газів у верхніх горизонтах геологічного розрізу як у межах газонасичених, так і непродуктивних площ (що у нашому випадку є особливо важливим). Результати високоточних аналізів на сучасній аналітичній і хроматографічній апаратурі дають змогу доволі об'єктивно встановлювати загальні закономірності розподілу природних газів в осадовій товщі. Це також уможлиблює визначення пошукового значення окремих газових компонентів, концентрації яких на перспективних площах змінюються в досить широких межах. Чітку диференціацію вмісту вуглеводневих газів над продуктивними і “порожніми” структурами можна визначити для кожного району.

Висока газонасиченість тріщинуватих порід і пластових вод різновікових водонапірних комплексів на окремих ділянках земної кори, часто приурочених до вузлів перетину розломів, може означати, що вуглеводневі гази утворюються не по

всій товщі осадових порід, як це стверджують деякі дослідники. На нашу думку, це підтверджує існування певних каналів міграції газоводяних потоків, по яких підземні води і природний газ циркулюють досі. Оскільки просторовий збіг газових і гідрогеохімічних ореолів з контурами аномальних теплових полів у різних регіонах трапляється доволі часто, можна стверджувати, що тепловий потік є важливою прогностичною ознакою наявності скупчень вуглеводнів, тому його обов'язково слід враховувати під час аналізу результатів геохімічного пошуку газу.

Одним із важливих завдань геохімії є диференціація різних за походженням та глибиною утворення газів. Йдеться, перш за все, про відокремлення так званих міграційних (епігенетичних) газів від тих, що генеруються породами на глибинах досліджень (сингенетичних), а також газів глибинного походження, що часто мають неорганічну природу. Вирішити це завдання неможливо без *ізотопної геохімії*. Вивчення ізотопного складу природних вуглеводневих газів різного генезису вказує на те, що вони відрізняються за ізотопним складом вуглецю, водню, кисню. Такими методами можна розрізняти вуглеводні біохімічного, метаморфогенного та гіпогенного походження.

Крім вуглеводнів велике значення у газовій геохімії мають дослідження азоту, кисню, гелію та аргону. Всі вони не лише несуть інформацію про геохімічні процеси у земній корі, а й у багатьох випадках виконують роль пошукових показників газових родовищ. Особливо цікавим є гелій, який виявлено у переважній більшості родовищ нафти і газу. Гелієву зйомку успішно використовують у різних регіонах у процесі пошуку вуглеводнів.

Слід підкреслити, що вплив процесів міграції вуглеводнів на геохімічні параметри флюїдів може бути доволі значним, тому особливості міграції слід враховувати при обґрунтуванні газогеохімічних пошукових критеріїв. Це стосується і прогнозування хімічного складу природних газів. Найбільшу увагу потрібно приділяти геолого-геохімічним умовам міграції вуглеводневих газів як під час формування покладів (вторинна міграція), так і в умовах переформування родовищ із розсіюванням метану та його гомологів. Рух газу за вторинної міграції може відбуватися як в активному (турбулентному), так і пасивному (ламінальному) режимі. Це, у свою чергу, значною мірою пов'язане з переміщенням підземних вод, напірний характер яких сприяє міграції вуглеводневих флюїдів. При досягненні останніми порід з низьким коефіцієнтом фільтрації збільшується капілярний тиск і починають формуватись газові поклади.

Оскільки газ і вода мають спільні шляхи міграції, то їх геохімічна роль у певні періоди геологічної історії дуже подібна. Саме через це гідрогеологічні (гідрогеохімічні) показники нафтогазоносності дуже важливі, тим більше, що гідрогеологічне опробування на багатьох площах проводиться доволі ретельно.

Основні задачі досліджень в напрямі вивчення проблематики газу щільних колекторів (сланцевого газу):

1. Збір, узагальнення і аналіз даних по світових ресурсах вуглеводнів, пов'язаних із сланцевими товщами: геологічна будова сланцевих басейнів і окремих родовищ, їх склад, літологічні особливості порід, технологія розробки.

Довгий час декілька американських компаній, займаючись освоєнням ресурсів вуглеводнів, і в першу чергу – природного газу, подолали технічні труднощі, пов’язані з вилученням вуглеводнів, зосереджених у сланцевих породах (власне сланцях, глинистих породах, аргілітах та ін.), що дозволило їм створити рентабельні виробництва видобутку природного газу з джерел, на який інші, навіть великі світові компанії раніше не звертали уваги. Зрозуміло, що наступним кроком в освоєнні таких ресурсів природного газу мають стати порівняльні оцінки вже існуючих виробничих структур для пошуків аналогічних утворень з метою започаткування в подальшому їх розробки. Деякі із європейських компаній створили спільні підприємства з американськими, які уже володіють технологіями вилучення такого виду природного газу і видобувають його із низки ліцензійних ділянок в США, з метою, власне, запозичення цих технологій і освоєння їх своїми працівниками для розробки перспективних ділянок в Європі або на інших континентах. Такі кроки свідчать про серйозність намірів таких компаній і вказують на правильний шлях освоєння технологій гідророзриву та виділення геологічних структур із сприятливими умовами для локалізації в них сланцевого газу. Збір геологічних, петрографічних, геофізичних та інших даних по ділянках і родовищах, які уже освоюються в США та плануються до освоєння в Канаді, має на меті виділити ті особливості, що можуть вказувати на перспективність та можливі ресурси потенційних об’єктів.

2. Геологічний, літолого-стратиграфічний і фаціальний аналіз потенційних структур і товщ сланцевих басейнів України.

Формації, перспективні на сланцевий газ, як традиційні флюїдоупори, раніше в Україні ніколи не розглядалися і не вивчалися як можливе джерело газу. Тому необхідна докорінна переоцінка значного фактичного матеріалу, накопиченого за багаторічні дослідження. Геологічний матеріал по структурах та ділянках, які раніше вивчалися чи розвідувалися на традиційні види викопного палива, потрібно зібрати, систематизувати і опрацювати для створення геологічних моделей потенційних об’єктів на виявлення та оцінку можливостей освоєння сланцевого газу в них, маючи за зразки об’єкти, що перебувають у промисловій розробці.

3. Аналіз матеріалів буріння і геофізичних досліджень свердловин в межах цих структур.

Оцінка потенціалу структур та товщ, що містять глинисті, сланцеві та інші породи, як можливі резервуари сланцевого газу, можлива за умов переінтrepетації одержаних раніше геологічних та геофізичних даних, спрямованих на оцінку традиційних ресурсів, без врахування невідомих на цей час інших джерел вуглеводнів. Кількісні підрахунки об’ємів товщ з глинистими породами, поширення їх на глибину, взаємовідносини із іншими породами розрізів, що відрізняються іншими фізичними властивостями та проникністю необхідні для визначення масштабів розповсюдження перспективних об’єктів.

4. Вивчення речовинного складу, петрофізичних, петрографічних, мінералогічних особливостей сланців, їх систематика і типізація як можливих газомісних об’єктів.

Сукупність даних повинна бути отримана при вивченні речовинного складу порід, що складають розрізи в перспективних структурах та ділянках, власне газоносних утворень, характеристик переходів між ними, враховуючи різницю у фізичних властивостях окремих пластів і горизонтів, що має сприяти оцінці ємкості продуктивних утворень та масштабах зосередження в них вуглеводнів, а також для планування можливих схем освоєння перспективних за обсягами ділянок для збереження екологічної рівноваги в гідрорежимі території та уникнення притоку важких металів і інших негативних факторів. При вивченні фізичних властивостей гірських порід не слід забувати про останні технологічні розробки у цій галузі, зокрема, про методику Carbolog

5. Вивчення форми знаходження вуглеводнів, їх компонентного складу, ізотопних особливостей вуглецю, водню та ін.

Визначення фазових форм і компонентного складу вуглеводнів у продуктивних горизонтах та товщах необхідне для створення системи заходів максимально повного вилучення вуглеводневих фаз, оцінки впливу хімічних реагентів, які можуть застосовуватись для підвищення газо- та нафтовіддачі пластів та забруднювати середовище, передбачення шляхів міграції вуглеводнів за неконтрольованого процесу при фост-мажорних обставинах, а також ізотопних індикаторів природи вуглеводнів та їх розподілу після операцій вилучення основної частини покладів.

6. Аналіз можливостей геофізичних методів, зокрема, 3D моделювання, для попередньої оцінки потенційного значення сланців, як джерела вуглеводнів, та ролі геологічних структур для їх локалізації.

Крім необхідного комплексу геофізичних досліджень при вивченні свердловин, що регламентуються нормативними документами, потрібні вихідні геофізичні дані при проведенні моделювання і формування геологічних образів потенційних перспективних блоків із можливим обґрунтуванням місць зосередження експлуатаційних бурових свердловин, щоб забезпечувати екологічні вимоги при розробці промислових об'єктів. При цьому необхідно провести оцінку можливостей виявлення неконтрольованих шляхів перетоків робочих рідин по зонах природної тріщиноватості і утворення нових розривів при експлуатаційних роботах.

7. Створення геолого-геохімічної моделі формування родовищ вуглеводнів, пов'язаних із сланцевими товщами.

На основі вивчення геолого-геофізичних та структурних особливостей перспективних ділянок та блоків, дослідження речовинного складу потенційних вуглеводневих утворень та асоціюючих із ними порід, визначення форм локалізації та можливої міграції вуглеводнів повинна бути створена геолого-геохімічна модель формування родовища вуглеводнів, пов'язаних із сланцевими та глинистими утвореннями, та поведінки вуглеводнів, води і використаних хімічних реагентів для стимулювання газо- та нафтовіддачі під час експлуатаційних робіт і передбачення можливих зрушень екологічної рівноваги при завершенні експлуатації.

8. Розробка наукових основ оцінки ресурсів і запасів вуглеводнів цих джерел.

Враховуючи відміну у формах локалізації вуглеводнів, пов'язаних з глинистими і сланцевими утвореннями, від традиційних джерел вуглеводнів, залежність об'ємів вилучення вуглеводнів від технологій які використовуються для стимуляції віддачі у продуктивних горизонтах і пластах, необхідно визначити основні параметри для оцінки ресурсів і запасів вуглеводнів для їх облікування та експлуатації.

9. Геолого-економічна оцінка доцільності використання родовищ вуглеводнів, пов'язаних із сланцями, для забезпечення енергетичних потреб країни.

Ресурси вуглеводнів, зосереджені в глинистих та сланцевих породах, як і ресурси метану у вугленосних товщах є новими джерелами вуглеводнів, які раніше не використовувались в Україні чи використовувались локально. Доцільність використання таких ресурсів, крім власне оцінки загальних об'ємів вуглеводнів із таких джерел, повинна також визначатись із врахуванням технічних, економічних та екологічних чинників, що сприятимуть чи навпаки перешкоджатимуть освоєнню цих ресурсів. Рентабельність майбутніх виробництв має бути оцінена за умови визначення ціни на землю у районах майбутніх промислів, особливо сільськогосподарського призначення, врахування коштів на рентні виплати за іншого відношення до вартості цих земель, розмірів можливої компенсації при екологічних порушеннях та завершенні операційних етапів робіт. Інші чинники повинні використовуватись для оцінки переваг робіт на старих, традиційних промислах, наприклад при роботах по відновленню старих і виснажених свердловин, першочерговому впровадженні, наприклад, методів вилучення метану із вугленосних товщ в районах впливу вугільних шахт, як необхідної процедури для забезпечення безаварійної діяльності і підземної розробки вугілля та інші.

7.4. Особливості прогнозування скупчень вуглеводнів на великих глибинах

Нині великі глибини (понад 5 км) є одним із важливих об'єктів нарощення потенційних ресурсів і запасів нафти та газу, оскільки запаси вуглеводнів на малих і середніх глибинах у багатьох регіонах значною мірою вичерпані.

Із року в рік у багатьох регіонах світу, де зростають обсяги надглибокого буріння, отримують прямі ознаки, які підтверджують перспективи нафтогазоносності в широкому діапазоні глибин. Унаслідок буріння надглибоких свердловин істотно змінились уявлення про геологічну будову більшості регіонів, уточнені глибини залягання кристалічного фундаменту, встановлена наявність колекторів з достатньо високими ємнісно-фільтраційними властивостями на великих глибинах. Визначені термодинамічна і гідрогеологічна обстановки, що впливають на фазовий стан вуглеводнів і підтверджена наявність надглибоких покладів.

Рекордні глибини знаходження покладів сухого газу встановлені в США в басейні Анадарко (8,1 км, родовище Мілс-Ранг), у Віденському басейні - на глибині 7426 м. В Делаверському басейні (США) в інтервалі глибин 6056-7092 м виявлені

поклади із запасами газу 283 млрд м³ (родовище Гомес). У басейні Анадарко приплив метану з домішками етану отримано із відкладів кембро-ордовіку, які залягають на глибині 9432 м. Найглибше скупчення нафти відкрито в Каліфорнії (родовище Батон Уіллоу Північний - 6596 м).

Найважливішими чинниками, від яких залежить нафтогазоносність глибокозанурених відкладів, у тому числі фазовий стан вуглеводнів, є наявність пасток, порід-колекторів і порід-покришок, термобаричні умови надр тощо.

Відклади осадового чохла на великих глибинах в умовах підвищеного впливу термобаричних параметрів і високомінералізованих пластових вод значно ущільнені, літофіковані і навіть частково метаморфізовані, внаслідок чого наявність високо пористих колекторів на великих глибинах значно знижується. Проте результати глибокого буріння показали, що на загальному фоні прогресивного погіршення ємнісних властивостей колекторних горизонтів з глибиною появляються інтервали, в яких породи відзначаються аномально підвищеними пористістю і проникністю.

За наявності процесів ущільнення порід-колекторів, що характеризують регіональні їх зміни під час катагенезу, велике значення має утворення вторинної пористості локального поширення на окремих площах. У багатьох областях локальні особливості поширення порово-тріщинних колекторів на великих глибинах залежать від положення їх на тектонічній структурі або поблизу тектонічних порушень. У зонах розвитку останніх або перегинів пластів уздовж шарнірів антикліналей тріщинуватість порід збільшується, а разом з тим поліпшуються і колекторні властивості ущільнених порід-колекторів.

Особливості деформаційної поведінки порід за тисків, типових для великих глибин, виявлені експериментально, полягають у розриві суцільності порід по контактах зерен під час їх розвантаження від високого тиску, що призводить до збільшення коефіцієнтів пористості і проникності порід. Це відбувається у разі їх нерівномірного об'ємно-пружного стану, що властиве для тектонічно активних зон. Експериментально встановлено, що приріст ємності внаслідок залишкової деформації та тріщиноутворення в біоморф-них і біоморфно-детритових карбонатних породах досягає 10-25 %, у піщано-алевритових породах становить не більше 5-8 % без значного тріщиноутворення.

Інує три типи порід-колекторів:

- гранулярний, що переважає до глибини 5,5 км;
- тріщинно-гранулярний в інтервалі 5,5-8,3 км;
- тріщинний (прогноз) - 8,3-9,5 км, можливо 11 км.

У зв'язку з цим глибоке і надглибоке буріння треба планувати до глибин:

а) 6300-6500 м, розраховуючи на гранулярну ємність колекторів і максимальні запаси нафти і газу;

б) 8000-8300 м, розраховуючи на тріщинно-гранулярну ємність і середні запаси вуглеводневих покладів.

В умовах високого ущільнення і низької латеральної проникності порід у глибинних горизонтах міграція і нагромадження новоутворених флюїдів відбуваються переважно у локальних структурах у межах субвертикальних зон

тектонічної тріщинуватості та розуцільнення. Мігруючи до верхніх частин розрізу і взаємодіючи з породами та первинними флюїдами, новоутворені (вторинні) флюїди формують геотермічні, геобаричні, гідрогеохімічні аномалії, просторово і в часі пов'язані з процесами міграції і нагромадження вуглеводнів. Для утворення вуглеводневих скупчень у щільних глибоко-занурених частинах розрізу важливе значення мають формування глибинних зон розуцільнення внаслідок фізико-хімічного вилуговування порід агресивними компонентами міграційних флюїдів (переважно CO_2) та їх механічне розуцільнення шляхом флюїдорозриву.

Процеси розуцільнення порід не залежать від віку та літолого-фаціальних умов; вони споріднені у часі і просторі з процесами вторгнення в осадову товщу з великих глибин флюїдів і супроводжуються парагенезисом вуглеводнів, твердих вуглеводневих мінералів (антраксолітів, керитів), силікатних, карбонатних, сульфатних, сульфідних мінералів з присутністю специфічних рідкоземельних, ртутно-поліметалічних елементів та ін.

Проблема наявності на великих глибинах порід-колекторів тісно пов'язана з наявністю порід-покришок, які представлені тими самими слабопроникними породами, що і на малих глибинах.

В умовах занурення на глибину породи-покришки зберігають свої властивості, піддавшись ще більшому ущільненню і втративши пористість; фільтраційні властивості проявляються лише в зонах розривних порушень унаслідок дроблення і розшарування щільних порід під дією тектонічного стресу та природного гідророзриву внаслідок утворення АВПТ. У таких зонах можна очікувати активну вертикальну міграцію флюїдів, що відіграють велику роль у формуванні вуглеводневих скупчень на великих глибинах в умовах значного ущільнення порід і гідродинамічної роз'єднаності надр.

Глибокозанурені частини осадового чохла характеризуються поступовим переходом нормально-осадових відкладів у метаморфічні товщі, і, відповідно, гідрохімічні умови відображують цей перехід. Умови переважної латеральної флюїдопровідності порового простору, типові для осадових утворень, поступово переходять в умови тріщинно-жильної провідності різних напрямків з переважанням субвертикальних, які перетинають нормально-осадову нашарованість, у тому числі і породи-флюїдоупори, і визначаються переважно орієнтацією диз'юнктивних тектонічних порушень.

Питомі ресурси нафти і газу у надрах загалом виявляють тенденцію до зменшення зі збільшенням глибини, що пов'язане насамперед з ущільненням порід-колекторів і покришок і з висхідною вертикальною міграцією вуглеводнів. Значна маса вуглеводневих флюїдів, які мігрують догори, є однією із очевидних причин зниження загальних і питомих запасів глибоких покладів, у зв'язку з чим вимоги до екранувальних властивостей покришок різного рангу регіонального значення (регіональні флюїдоупори) різко збільшуються. Лише галогенні та потужні шари слабколітіфікованих глин регіонального поширення здатні зберігати значну кількість вуглеводнів у зоні великих глибин.

Так, глибинні горизонти Дніпровсько-Донецької западини (від 4,5 км і глибше) характеризуються широким розвитком АВПТ (з коефіцієнтом

аномальності 1,4-1,9, інколи і більше). Глибинна зона розвитку АВПТ обмежена теригенним, сильноущільненим флюїдоупором із залікованими тріщинами. Під регіональним флюїдоупором у верхній частині зони АВПТ різко збільшується температура - на 20-30 °С вище за фонову.

Проблема фазового стану вуглеводнів на великих глибинах у зоні високих температур і тисків нині має особливу актуальність. Багато дослідників вважає, що на великих глибинах за температури понад 160-200°C зменшується ймовірність відкриття великих скупчень газу і, особливо, нафти. Це пов'язується, по-перше, з виснаженням генераційно-го потенціалу ОР, а по-друге, з термічною деструкцією високомолекуляр-них компонентів нафти та її метанізацією. Крім того, вуглеводні є найбільш рухливими речовинами відносно місця їх утворення і можуть мігрувати у верхні частини осадового чохла під надійні породи-флюїдоупори.

Зони акумуляції нафти і газу в розрізі літосфери в різних геологічних умовах давніх і молодих платформ, а також складчастих територій приурочені до різних глибин. На більших глибинах переважно відкривають скупчення газоконденсату і газу. Разом з тим спостерігається, що на однакових або близьких глибинах і температурних рівнях в одних областях розміщені зони нафтогазонагромадження, а в інших - зони газонагромадження тощо.

На характер нафтогазонасності глибинних зон впливають умови збереження газів - із втратою газів збільшується можливість для розвитку нафтових покладів на великих глибинах.

Узагальнення сучасних даних щодо фазового стану вуглеводнів свідчать про можливість зберігання нафтових і нафтогазоконденсатних скупчень за температури 220-232 °С і вище. Так, на Східному Передкавказзі поклади нафти (родовища Північнобрагунське, Гудермес, Андрєєвське та ін.) відомі в умовах пластових температур до 160-190 °С на глибині до 5,8 км. Здебільшого, у глибокозанурених покладах пластові тиски перевищують умовні гідростатичні більш як у 1,5 раза.

На родовищах Марун і Північний Марун, розміщених у передкладчастому крилі Передзагроського прогину, пластові температури відповідно становлять 185 і 230 °С. Поклади нафти і нафтоконденсату за температури понад 200-220 °С відкриті в нафтогазонасних басейнах Мексиканської затоки. На родовищі Парадон (Мексика) з глибини 6473 м (карбонатна крейда) одержано дебіти нафти близько 1 тис. т/добу. У США (провінція Галф-Кост) з пісковиків на глибині 6060-6536 м, у яких зафіксовані досить високі АВПТ, давно видобувають нафту на родовищах Лейк-Берр і Лейк-Вашингтон. Тут особливу увагу привертає смуга розвитку верхньо-крейдових пісковиків Тускалуса, оскільки в них на глибині 4600-6500 м за пластової температури до 232 °С розробляються нафтове родовище Фрі-ленд і понад 10 нафтогазоконденсатних. Значний приплив нафти (до 500 т/добу) одержано з глибини 6200-6500 м із живецьких вапняків доаль-пійського фундаменту Румунського Передкарпаття на території старого промислу Гергяса.

На північноморських родовищах (Елгін/Франклін, Джейд) отримано газ, конденсат і нафту з глибини 5490-5764 м, де пластовий тиск становить 112 МПа і пластова температура вище 200 °С; 28 млрд м³ газу і 32 млн т нафти родовища

Шируотер і 12 млн т нафти родовища Ерскін виявлені на глибині 4480 м, де пластовий тиск і пластова температура відповідно становлять 98,3 МПа і 340 °С (В.О. Краюшкін, 1998).

Детальне геохімічне дослідження відкладів, розкритих надглибокими свердловинами (Джакобс-1, 7544 м; Берта-Роджерс-1, 9525 м; Мак-Нейр-1, 6905 м) у США, показало, що високий вміст C_{15} виявлено за сучасної температури 220-296 °С і показником відбивної здатності по вітриніту $K^o = 4\%$, що відповідає градації катагенезу АК, у нижньопалеозойських і мезозойських відкладах. Ці дані свідчать про термічну стабільність рідких вуглеводнів до 300 °С протягом тривалого геологічного часу.

Щодо цього певну інформацію дають дослідження газорідинних включень тріщинних мінеральних утворень. Вони як би являють собою мініпоклади вуглеводнів, що дає змогу моделювати процес фазових перетворень вуглеводнів у різних термобаричних умовах. Рідкі вуглеводні можуть існувати до 360 °С (переважно до 220 °С), важкі гомологи метану - до 450, а метан - до 1400 °С, вміст якого зі збільшенням температури зменшується. Склад вуглеводневих речовин у газорідинних включеннях залежно від термобаричних умов узгоджується і з експериментальними дослідженнями. За температури 150-170 °С, яку до недавнього часу вважали максимальною для існування покладів нафти, у лабораторних умовах жодних видимих змін щодо вуглеводневого складу нафт не вдалося виявити. Водночас за температури 350-360 °С швидкість розпаду нафт зростає в 30-60 разів порівняно з 300 °С, а з підвищенням температури до 400 °С різко збільшується, що зумовлює інтенсивне газоутворення.

На території України основні перспективи відкриття покладів нафти і газу на великих глибинах нині пов'язані з Передкарпатським прогином і Дніпровсько-Донецькою западиною.

Ураховуючи середній термоградієнт 2,3-2,5 °С на 100 м, можна вважати, що температура 200-220 °С у Передкарпатському прогині проявлятиметься в інтервалі глибин 8-9 км. Пластові тиски на глибині від 8 до 9 км, імовірно, становитимуть 115-135 МПа. З огляду на те, що критична температура існування нафти в рідкій фазі для тиску 80-100 МПа становить 270-300 °С (М.Ш. Моделевский, 1972), до глибини 7-8 км можна було б очікувати наявності покладів рідких вуглеводнів. За високих температури і тиску, а також з можливою газонасиченістю нафт (до 1000-1300 м³/м³) пов'язане формування на глибині від 5 до 9 км крім звичайних нафтових покладів так званих летких нафт і газоконденсатних сумішей, а також змішаних покладів - газонафтових або газоконденсатно-нафтових.

Про наявність рідких вуглеводнів у глибокозанурених горизонтах (5-8 км) Передкарпатського прогину свідчить і відсутність закономірних змін геохімічних показників нафт залежно від глибини їх залягання.

У Дніпровсько-Донецькій западині за фазовим складом поклади, які відкрито на глибині понад 5 км, є газоконденсатними. У найглибшому Карайкозівському родовищі (4800-5100 м) нафта є високогазонасиченою і належить до нафт перехідного типу. Нафтопрояви зафіксовані під час буріння на Шебелинській площі свердловини 800 з глибини 4870 і 5700 м із відкладів серпуховського і

башкирського ярусів, де температура на глибині 5315 м становить 163 °С. На глибині 7-8 км пластові температури в западині оцінено в межах 200-250 °С, хоча за наявності в розрізі потужних соленосних товщ вони можуть бути дещо меншими. Пластові тиски на глибині 7 км можуть досягати 100-150 МПа. Виходячи з останніх результатів вивчення проблеми нафтогазоносності великих глибин у жорстких термобаричних умовах осадові утворення Дніпровсько-Донецької западини на глибині до 7 км є перспективними для пошуків скупчень не тільки газу, а й рідких вуглеводнів.

7.5. Поклади вуглеводнів у породах кристалічного фундаменту

Родовища нафти і газу у кристалічних породах фундаменту давно відомі в багатьох регіонах світу, причому в деяких країнах (Лівія, Марокко, Венесуела, В'єтнам, Угорщина, США) із таких утворень отримані потужні припливи нафти і газу. Ці дані сприяли підвищеному інтересу до проблеми нафтогазоносності порід кристалічного фундаменту і пошуків у них покладів вуглеводнів. Нафтогазоносність у фундаменті може асоціюватись як з основними, так і з кислими гірськими породами в межах давніх і молодих платформ.

Геологічними об'єктами для пошуків у породах фундаменту можуть бути:

- кора вивітрювання фундаменту;
- зони підвищеної тріщинуватості порід поблизу глибинних розломів;
- зони розуцільнення, дезінтеграції та вилуговування порід.

Більшість скупчень вуглеводнів промислового значення, які виявлені в породах фундаменту, виявлено свердловинами, що розкрили верхню частину фундаменту при пошуках нафти і газу в осадовому чохла. Вперше цілеспрямоване буріння для виявлення покладу нафти в кристалічному фундаменті було проведено у Венесуелі в кінці 40-х початку 50-х років після того, як на родовищі Ла-Пас при отриманні нафти із тріщинуватих крейдових вапняків.

Формування скупчень нафти і газу в породах фундаменту в геологічній літературі трактується по-різному з позиції неорганічного (абіогенного) синтезу вуглеводнів та з позиції органічного (біогенного) їх походження.

З позиції біогенного генезису вуглеводнів відомі в світі поклади нафти і газу в породах фундаменту є вторинними і сформувались за рахунок міграції ВВ з прилеглих продуктивних комплексів осадового чохла. Тому найбільші перспективи пов'язуються безпосередньо з верхньою відкритою і тріщинуватою зоною фундаменту. Перспективними можуть бути і більш глибокі зони (зокрема, зони розуцільнення порід), але переважно не глибше позначок залягання підосви осадового чохла в сусідніх депресіях.

З позицій неорганічного синтезу вуглеводнів нафта і газ розглядаються як продукти мінерального синтезу в умовах глибинних зон земної кори і верхньої мантії. Вертикальна міграція по зонах глибинних розломів зумовлює утворення скупчень нафти і газу в пористо-тріщинуватих породах-колекторах фундаменту та осадовому чохла.

Сучасна нафтогазогеологічна наука, а також практика нафтогазопошукових робіт, при прогнозуванні нафтогазоносності велику увагу приділяють розломно-блоковій тектоніці, вважаючи, що *глибинні розломи значною мірою зумовлюють формування сприятливих для нафтогазонагромадження структур, порідколекторів і відповідно визначають розміщення в земній корі родовищ вуглеводнів*. При цьому виділяються ряд чинників, які визначають умови формування та закономірності розміщення родовищ, і в першу чергу такі :

- вторинне залягання покладів нафти і газу;
- переважання вертикальної міграції вуглеводнів і, головним чином, по зонах розломів і ділянках підвищеної тріщинуватості порід;
- “наскрізний” характер будови більшості родовищ і широкий стратиграфічний діапазон знаходження в них покладів нафти і газу;
- знаходження покладів нафти і газу в нижніх горизонтах осадового чохла і породах фундаменту, що підстилає його.

Ці фактори ґрунтуються на взаємозв'язку зон глибинних розломів з родовищами нафти і газу в осадовому чохлі та фундаменті і дозволяють більш цілеспрямовано орієнтувати їх пошуки в конкретних геологічних ситуаціях.

Сучасні результати геолого-геофізичних досліджень свідчать, що тріщинуваті зони в невивітрілих кристалічних товщах з глибиною не зникають, а на глибині існують тріщинно-жилінні резервуари з задовільними колекторськими властивостями. Вони прогнозуються по сейсмічних відбивних межах і підтверджуються надглибокими свердловинами (Криворізькою, Кольською та ін.). У верхній частині фундаменту виділяється зона підвищеної тріщинуватості, куди входить і кора вивітрювання (площова і лінійна) і нижче по розрізу зони розущільнення і дроблення. Верхня зона має товщину від 250 до 500, а деколи і до 1000 м. Власне цю величину необхідно враховувати при проектуванні глибин пошукових свердловин на фундамент. Тому доцільно параметричні свердловини заглиблювати до розкриття нижньої зони, оскільки на ряді родовищ у різних регіонах нафтогазонасиченість простежено до 1000 м від поверхні фундаменту, а нижня межа промислової нафтогазоносності поки що не встановлена.

Скупчення нафти і газу в породах фундаменту можуть контролюватися трьома основними типами структур:

- переважно ерозійного характеру;
- ерозійно-тектонічними блоковими структурами моноклінального або горстового типу;
- переважно тектонічно складчастого типу.

У першому випадку в утворенні колекторів основна роль належить екзогенним процесам вивітрювання та вилуговування. Поклади тут в більшості масивні. При відсутності нафти і газу в склепінні виступу вони можуть бути на його схилах.

У другому – колектори здебільшого формуються завдяки ендегенним процесам (тектонічна тріщинуватість, міграція гідротермальних розчинів по розломах тощо). Переважають поклади масивного і тектонічно екранованого типів.

Структури третьої групи формуються в умовах стиснення пізнішими тектонічними рухами. Тектонічна тріщинуватість формує колекторські властивості

порід фундаменту. Родовища в більшості багатопластові з покладами масивного типу.

Для пошуків скупчень нафти і газу в породах фундаменту найбільш перспективними є вали і виступи фундаменту, менше перспективні моноклінальні і депресійні ділянки. Важливим є також врахування гідрогеологічних умов розрізу.

Розломи, що відіграють важливу роль в багатьох осадових басейнах щодо нафтогазоносності фундаменту, можуть успішно вивчатись за допомогою аерокосмічних та інших методів. Картування розломів і виявлення їх природи, особливо в сукупності з регіональним геофізичним аналізом, дозволяє прогнозувати розміщення асоційованих зон тектонічної тріщинуватості, блокових структур тощо.

Першочергової уваги заслуговують ті райони, в яких вже встановленні ознаки нафтогазоносності в породах фундаменту або вже отримані припливи вуглеводнів.

Свердловини слід закладати за профільною системою навхрест і вздовж простягання різних структурних зон і великих тектонічних елементів фундаменту. Першочергові свердловини буряться на підготовлених структурах в осадовому чохлах в сприятливих тектонічних умовах по фундаменту, що дозволяло б вирішувати одночасно два завдання:

- пошук покладів вуглеводнів у породах осадового чохла;
- виявлення зон розуцільнення кристалічних порід фундаменту та їх нафтогазоносності.

Для кількісної оцінки прогнозних ресурсів нафти і газу в породах кристалічного фундаменту не існує методик. Тому для підрахунку прогнозних ресурсів у фундаменті використовують положення про можливий тісний взаємозв'язок нафтогазоносності фундаменту з приконтakтним осадовим продуктивним комплексом чохла (згідно з органічною гіпотезою походження нафти). У той же час виявлено, що глибинна еманация парогазогідротермальних флюїдів, у складі яких вуглеводнева складова представлена переважно газоконденсатом, спостерігається на дні океанічних просторів, де відсутній осадовий чохол з похованою в ньому органічною речовиною. Це вказує на можливість формування покладів вуглеводнів у кристалічних породах фундаменту і за рахунок їх неорганічного синтезу.

На сьогодні дискутується припущення про існування феномену постійного надходження вуглеводнів із кристалічного фундаменту. Так, на різних родовищах, з яких вилучені всі балансові запаси, а видобуток вуглеводнів продовжується (Ромашкінське нафтове родовище, Росія; Шебелинське газове, Україна; нафтове родовище Атабаска, Канада та ін.).

Доказом ймовірного неорганічного синтезу вуглеводнів може бути:

- збільшення густини нафти в процесі розробки з використанням заводнення виявлені ділянки періодичного надходження легкої, загазованої нафти;
- наявність свердловин з аномально високою продуктивністю і аномально високим накопиченим видобутком (більше 1 млн.т), що неможливо пояснити іншими причинами, ніж надходженням із глибин;

- наявність свердловин, в яких звичайне падіння дебітів нафти змінюється довготривалим ростом її дебітів;
- закономірна приуроченість вказаних “аномальних” свердловин по площі (по певних лініях).

Одним із механізмів, яким пояснюється така поведінка зміни складу газової компоненти нафти в часі може бути вплив тектонічної активності (процесів стискування і розтягування земної кори) на міграцію вуглеводнів.

7.6. Кількісна оцінка скупчень вуглеводнів

7.6.1. Методи підрахунку запасів нафти

Об'ємний метод

Об'ємний метод ґрунтується на визначенні об'єму порового простору порід-колекторів, насиченого нафтою. Запаси нафти обчислюють для кожного підрахункового об'єкта окремо. За останній приймають продуктивний пласт, що має непроникні покрівлю і підшову й містить один поклад з єдиним ВНК. Якщо у процесі розробки в початковому об'єкті підрахунку виділено кілька об'єктів розробки, то їм мають відповідати при перерахуванні запасів нові підрахункові об'єкти. Якщо у межах підрахункового об'єкта виділяють кілька категорій запасів, то запаси варто підраховувати для кожної категорії окремо. Запаси підрахункового об'єкта загалом визначають підсумовуванням запасів окремих категорій.

Формула підрахунку видобувних запасів нафти об'ємним методом має вигляд

$$Q_{\text{вид.н}} = F \cdot h \cdot K_{\text{п}} \cdot s_{\text{н}} \cdot \rho \cdot \theta \cdot \eta ,$$

де $Q_{\text{вид.н}}$ - видобувні запаси нафти, т; F - площа нафтоносності, м²; h - ефективна нафтонасичена товщина пласта, м; $K_{\text{п}}$ - коефіцієнт відкритої пористості колектору; $s_{\text{н}}$ - коефіцієнт нафтонасичення пласта-колектора; ρ - густина нафти у поверхневих умовах, кг/м³; θ - коефіцієнт усадки, частка одиниці (поправка для переведення об'єму нафти, що знаходиться в пластових умовах, у поверхневі); η - коефіцієнт нафтовіддачі; $\theta = 1/b$ (b - об'ємний коефіцієнт пластової нафти).

Площа нафтоносності F контролюється зовнішнім контуром нафтоносності й межами поширення проникних прошарків.

У покладах, що розбурені сіткою видобувних свердловин і приурочені до пластів із сильною літолого-фаціальною мінливістю, рекомендується виділяти зони високо- і низькопродуктивних порід. Підрахунок запасів цих зон варто вести роздільно, тому що вони відрізняються коефіцієнтами нафтовіддачі. Середню ефективну потужність нафтонасиченої частини пласта h визначають по відповідних картах усередині контуру запасів кожної категорії й обчислюють як середню зважену по площі

$$h = \frac{\sum (h_i F_i)}{\sum F_i}$$

де h_i - середнє значення потужності між двома сусідніми ізопахітами, м;

F_i - площа між двома сусідніми ізопахітами, м².

Для визначення об'єму порового простору об'єм нафтонасиченої частини пласта-колектору Fh множать на середнє значення коефіцієнта відкритої пористості $k_{в.п.}$.

Існує кілька варіантів розрахунку середніх значень відкритої пористості покладів залежно від того, у який спосіб визначено параметр, - за даними керна або за промислово-геофізичними даними.

Щоб визначити об'єм нафти, який міститься у покладі в пластових умовах, потрібно об'єм порового простору помножити на коефіцієнт нафтонасичення s_n .

Для визначення кількості нафти, яка міститься у покладі, отриманий об'єм $Fhk_{в.п.}s_n$ слід помножити на густину нафти ρ_n , значення якої має дорівнювати середньому арифметичному у свердловинах.

Для зведення об'єму пластової нафти до об'єму сепарованої нафти у формулу підрахунку запасів вводять перерахунковий коефіцієнт θ .

У результаті перемножування розглянутих вище параметрів і коефіцієнтів одержують величину балансових запасів нафти. Утім на поверхню видобувають не всю нафту, що міститься у покладі. Щоб одержати величину видобувних запасів, потрібно балансові запаси помножити на коефіцієнт нафтовіддачі η , який дорівнює відношенню видобувних запасів до балансового. Величина коефіцієнта нафтовіддачі залежить від в'язкості нафти, проникності, щільності сітки свердловин, неоднорідності колекторів та інших параметрів.

Об'ємний метод підрахунку запасів нафти є основним. Його використовують для підрахунку запасів нафти у надрах за будь-якого режиму роботи покладу в контурі будь-якої категорії запасів.

Метод матеріального балансу

Для підрахунку початкових запасів нафти в колекторах змішаного типу застосовують також метод матеріального балансу, відповідно до якого кількість нафти, що міститься у покладі, можна визначити вивченням змін фізичних властивостей нафти залежно від зниження пластового тиску в процесі розробки покладу. Відбір нафти, супутнього газу і води з покладу зумовлює безперервний перерозподіл цих флюїдів унаслідок зниження пластового тиску. При цьому баланс між кількістю вуглеводнів, що містились у покладі до початку розробки, і кількістю вуглеводнів, видобутих і ще збережених у надрах, не порушується. Отже, підрахунок початкових запасів нафти методом матеріального балансу ґрунтується на принципі збереження матерії.

7.6.2. Методи підрахунку запасів газу

Розрізняють методи підрахунку запасів вільного газу і методи підрахунку запасів газу, розчиненого у нафті.

Об'ємний метод підрахунку запасів вільного газу.

Сутність об'ємного методу підрахунку запасів вільного газу зводиться до визначення об'єму порового простору пласта-колектору в межах покладу газу та у газових шапках. На відміну від нафти, об'єм газу, що міститься у

покладі або газовій шапці, залежить від пластового тиску, пластової температури, фізичних властивостей і хімічного складу самого газу.

Усі дані, що потрібні для підрахунку запасів газу об'ємним методом, одержують у процесі розвідки і пробної експлуатації покладу.

Початкові балансові запаси газу об'ємним методом обчислюють за формулою

$$Q_{\Gamma} = F h k_{\text{в.п.}} s_{\Gamma} \left(\frac{p_0 \alpha_0 T_0}{p_{\text{ст}} \alpha_{\text{ст}} T_{\text{ст}}} \right)$$

де Q_{Γ} - початкові запаси газу, приведені до стандартних умов ($p_{\text{ст}} = 0,1$ МПа і $T_{\text{ст}} = 293$ К), м^3 ; F - площа газонасиченості, м^2 ; h - ефективна потужність газонасиченої частини пласта, м; $k_{\text{в.п.}}$ - коефіцієнт відкритої пористості; s_{Γ} - коефіцієнт газонасичення; p_0 - початковий пластовий тиск у покладі, МПа; α_0 - поправка на стиснення газу за початкового пластового тиску p_0 і пластової температури, дорівнює $1/z_0$; $\alpha_{\text{ст}}$ - те саме за стандартних умов дорівнює $1/z_{\text{ст}}$; z_0 і $z_{\text{ст}}$ - коефіцієнт надстисливості газу відповідно за пластових і стандартних умов.

Добуток $F h k_{\text{в.п.}} s_{\Gamma}$ дорівнює об'єму газу у покладі за стандартного тиску. Об'єм газу в покладі під тиском p_0 у стільки разів перевищує об'єм газу у покладі за стандартного тиску, у скільки разів $p_0 \alpha_0$ більше за $p_{\text{ст}} \alpha_{\text{ст}}$.

Початковий пластовий тиск у покладі p_0 визначають глибинними манометрами.

Чисельні значення коефіцієнта надстисливості газу z знаходять на відповідних графіках.

При підрахунку запасів газу приймають, що коефіцієнт газовіддачі дорівнює одиниці, незалежно від режиму покладу і його геолого-промислових характеристик. Проте практика розробки газових покладів і теоретичні дослідження показують, що повне вилучення запасів газу відбувається рідко. На деяких родовищах США коефіцієнт газовіддачі дорівнює 0,85.

Балансові і видобувні запаси стабільного конденсату визначають тільки за складом пластового газу, відповідно до «Інструкції по дослідженню газоконденсатних покладів з метою визначення балансових і видобувних запасів конденсату і інших компонентів газу».

Підрахунок запасів вільного газу методом падіння тиску

Підрахунок запасів вільного газу методом падіння тиску ґрунтується на використанні залежності між кількістю газу, що відбирається у визначені періоди часу, і падінням пластового тиску у покладі. Вважають, що для газових покладів, які працюють на газовому режимі, ця залежність є сталою у часі, тобто кількість газу Q_{Γ}^* , що видобувається у разі зниження тиску на 0,1 МПа, є сталою у процесі всього терміну експлуатації покладу

$$Q_{\Gamma}^* = \frac{Q_{\Gamma 2} - Q_{\Gamma 1}}{(p_1 \alpha_1 - p_2 \alpha_2)}$$

де $Q_{г1}$ і $Q_{г2}$ - видобута сумарна кількість газу відповідно на першу і другу дати, м³; p_1 і p_2 - відповідні на ці дати пластові тиски у покладі, МПа; α_1 і α_2 - поправки на стиснення газу відповідно за тисків p_1 і p_2 .

З огляду на те, що з подальшим зниженням пластового тиску на кожні 0,1 МПа від p_2 у процесі всього терміну розробки покладу видобуватиметься така сама кількість газу $Q_{г}^*$, можна підрахувати початкові балансові запаси газу за формулою

$$Q_{г}^* = \frac{p_0 \alpha_0 (Q_{г2} - Q_{г1})}{(p_1 \alpha_1 - p_2 \alpha_2)}$$

де p_0 - початковий пластовий тиск у покладі, МПа; α_0 - поправка на стиснення при цьому початковому пластовому тиску.

Отже, метод підрахунку запасів газу за падінням тиску застосовують переважно за газового режиму роботи покладу. Вважають, що в покладах із пружно-газоводонапірним режимом цей метод можна застосовувати у період відбору з покладу до 20-30 % початкових запасів газу. Зі збільшенням відборів у поклад починає надходити вода. Разом з тим за малих відборів об'єм покладу може дрениватися не повністю, що також вносить похибки при визначенні запасів.

Про прояв напору води засвідчує зменшення темпу падіння тиску в покладі у процесі триваючих відборів. У результаті пропорція між відборами газу і падінням пластового тиску, характерна для газового режиму, порушиться, а кількість газу, відібраного за час падіння тиску на 0,1 МПа, зросте. У зв'язку з тим що початок надходження води у поклад точно встановити не вдається, вихідні дані для методу падіння тиску ліпше обмежувати часом прояву газового режиму в покладах.

Під час підрахунку запасів газу методом падіння тиску в покладі потрібно встановити висотне положення газоводяного контакту й ізольованість покладу від інших пластів.

У процесі дослідної експлуатації і розробки покладу слід ретельно спостерігати за зміною статичного і робочого тисків у видобувних свердловинах, статичних тисків у спостережних свердловинах і статичних рівнів - у п'єзометричних. Зниження тиску в законтурних п'єзометричних свердловинах засвідчує надходження пластових вод у поклад. Середні значення поточних пластових тисків бажано встановлювати за картами ізобар зважуванням тисків за об'ємом порового простору. Для цього слід знати площу покладу і характер зміни потужності по площі. Потрібно постійно спостерігати за зміною дебітів газових свердловин, складом газу і конденсату (за його наявності).

Підрахунок запасів газу, розчиненого у нафті

Балансові запаси газу, розчиненого у нафті $Q_{бал.г}$, визначають за будь-якого режиму по балансових запасах нафти $Q_{бал.н}$ з урахуванням газовмісту пластової нафти f при середньому початковому пластовому тиску або з урахуванням середнього початкового (чи поточного) газового фактора F .

Якщо у процесі розвідки покладу були відібрані пластові проби, то підрахунок здійснюють з огляду на газовміст пластової нафти, визначеної під час аналізу цих проб. Крім того, для підрахунку запасів можна скористатися даними щодо величини середніх початкових (або поточних) газових факторів. При цьому слід керуватися таким: якщо F більший за f , то для розрахунків беруть величину розчинності газу в нафті f , якщо F менший за f , то підрахунок запасів виконують з огляду на газовий фактор F . Отже, при

$$F > f \quad Q_{\text{бал.г}} = Q_{\text{бал.н}} f; \quad \text{при} \quad F < f \quad Q_{\text{бал.г}} = Q_{\text{бал.н}} F.$$

На величину видобувних запасів газу, розчиненого в нафті, впливає режим покладу. В умовах водонапірних режимів пластові тиски і газові фактори є сталими у часі.

Тому відповідно до умов попередніх формул $Q_{\text{вид.г}} = Q_{\text{вид.н}} f$ або $Q_{\text{вид.г}} = Q_{\text{вид.н}} F$.

Для умов неводонапірних режимів видобувні запаси газу розраховують за формулою

$$Q_{\text{бал.г}} = Q_{\text{бал.н}} f - Q_{\text{невид.н}} f_k - Q_{\text{вид.н}} b \left(\frac{p_k \alpha_k}{p_n p_{\text{ст}} \alpha_{\text{ст}}} \right);$$

де f - залишкова газонасиченість пластової нафти за кінцевого пластового тиску $p_k = 1$ МПа; p_n - густина нафти, кг/м³; b - об'ємний коефіцієнт пластової нафти за початкового тиску p_0 ; α_k - поправка на стиснення газу за кінцевого пластового тиску.

Отже, втрати газу, розчиненого у нафті, в умовах неводонапірного режиму визначають залишковою кількістю газу в нафті, не вилученою за кінцевого тиску, і кількістю газу в поровому просторі, звільненому внаслідок вилучення із пласта нафти за кінцевого тиску.

Категорії запасів газу, розчиненого в нафті, визначають за категоріями запасів нафти.

Принципи підрахунку запасів супутніх компонентів

Відповідно до необхідності раціонального використання надр серйозного значення набуває обов'язковий облік усіх корисних компонентів, які знаходяться у промислових об'ємах у нафтових, газових і газоконденсатних покладах, а також у підстеляючих їх пластових водах.

До таких компонентів покладів належать насамперед етан, пропан, бутан, гелій і сірководень. Важливим є визначення у пластових водах запасів йоду, бром, стронцію та інших елементів, якщо їх вміст, як і вміст перелічених вище компонентів, перевищує кондиційний.

Запаси етану, пропану і бутану підраховують відповідно до «Інструкції по дослідженню газоконденсатних покладів з метою визначення балансових і видобувних запасів конденсату і інших компонентів газу». Запаси сірководню визначають за його вмістом у складі пластового газу. Балансові й видобувні запаси гелію у вільному газі й у розчиненому газі нафтових покладів обчислюють перемноженням вмісту гелію в пробах газу, відібраних на усті свердловин, відповідно на балансові і видобувні запаси газу.

Запаси металів у пластових водах визначають за їх об'ємним вмістом.

Питання для самоперевірки

- 1. Розкрийте суть регіонального, зонального та локального прогнозів нафтогазоносності.*
- 2. Схарактеризуйте види зонального прогнозу нафтогазоносності надр.*
- 3. Опишіть методику і порядок виконання зонального прогнозу нафтогазоносності надр.*
- 4. Які обов'язкові вихідні матеріали потрібні для проведення зонального прогнозу нафтогазоносності надр?*
- 5. Наведіть обов'язкові геологічні графічні матеріали зонального прогнозу нафтогазоносності надр.*
- 6. Схарактеризуйте геологічні критерії при локальному прогнозі нафтогазоносності надр.*
- 7. Схарактеризуйте основні особливості змін колекторних і екранувальних властивостей порід на великих глибинах.*
- 8. Обґрунтуйте можливість відкриття покладів вуглеводнів та їх фазовий стан на великих глибинах.*
- 9. У чому принципова відмінність між ресурсами і запасами нафти і газу?*
- 10. Наведіть класифікацію родовищ нафти і газу за величиною запасів.*
- 11. Схарактеризуйте розподіл запасів та ресурсів нафти і газу за ступенем їх техніко-економічної вивченості.*
- 12. Наведіть класифікацію родовищ нафти і газу за складністю будови.*
- 13. Схарактеризуйте розподіл запасів та ресурсів нафти і газу за ступенем геологічної вивченості.*
- 14. Схарактеризуйте категорії розвіданих і попередньо розвіданих запасів нафти і газу.*
- 15. Схарактеризуйте категорії перспективних і прогнозних ресурсів нафти і газу.*
- 16. Наведіть таблицю розподілу запасів та ресурсів нафти і газу на класи за міжнародним цифровим кодом.*

Розділ 8. Методи досліджень при пошуково-розвідувальних роботах на вуглеводні

В процесі пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ застосовуються геологічні, геофізичні, геохімічні та інші методи досліджень.

8.1. Геологічні методи

Найпоширенішими геологічними методами досліджень є геологічне картування (геологічна зйомка), структурно-геологічне картування (структурно-геологічна зйомка), геоморфологічні та дистанційні (аерокосмічні) дослідження.

Геологічне картування проводиться з метою складання геологічної карти місцевості для вивчення стратиграфії і літології відкладів, що виходять на її поверхню, і виявлення її тектонічної будови. Таке картування здійснюється в два етапи: польові дослідження і камеральне оброблення зібраних матеріалів.

При польових роботах складається польова геологічна карта, для чого планомірно і всебічно вивчаються та наносяться на топооснову природні відклади і гірничі виробки з показом елементів залягання гірських порід, підземних вод, простежуються розривні порушення, вивчаються літологічний склад, генезис, умови залягання, взаємовідношення і вік гірських порід, прояви корисних копалин, особливо нафто- і газопрояви. Проводиться відбір зразків порід, вод, газів на лабораторний аналіз. Результати польових лабораторних робіт узагальнюються у звіті.

У залежності від детальності завдань і методики проведення розрізняють зйомки, наведені в табл. 8.1.

Таблиця 8.1

Характеристика різних видів геологічного картування

Назва	Масштаб	Основні завдання	Методика проведення картування
Дрібно-масштабна (регіональна)	1 : 1 000 000 1 : 500 000	Попереднє регіональне вивчення геологічної будови	Маршрути навхрест простягання складчастих комплексів
Середньо-масштабна	1 : 200 000 1 : 100 000	Виявлення основних перспективних геологічних структур, та оцінка перспектив нафтогазоносності	1. Площинне картування 2. Маршрутні дослідження 3. Буріння свердловин
Велико-масштабна (детальна)	1 : 50 000 1 : 25 000 і більше	Вирішення спеціальних геологічних та конкретних геологопошукових задач	1. Інструментальне картування геологічних об'єктів 2. Буріння свердловин

Структурно-геологічне картування або структурно-геологічна зйомка – спеціалізована детальна геологічне картування для одержання структурної карти за опорним або маркувальним горизонтом, який характеризує тектонічні умови залягання перспективних комплексів порід.

Кондиційність структурної карти в залежності від масштабу зйомки і ступеня складності геологічної будови визначається нормою структурних точок на 1 км² площі (табл. 8.2).

Таблиця 8.2

Кількість структурних точок на 1 км² площі

Масштаб зйомки	Ступінь складності геологічної будови		
	Проста	Середня	Складна
1 : 200 000	0,06	0,09	0,30
1 : 100 000	0,12	0,30	0,60
1 : 50 000	0,30	0,70	1,10
1 : 25 000	2,00	4,00	5,50
1 : 10 000	6,00	8,00	12,00

Геоморфологічні методи дослідження ґрунтуються на вивченні форм сучасного рельєфу і прогнозування за ними структурних елементів, з якими можуть бути пов'язані поклади нафти і газу. Геоморфологічні особливості структур і зв'язок їх з тектонічними рухами мають відображення:

- а) у висоті рельєфу;
- б) розчленованості рельєфу;
- в) у морфогенетичних рисах рельєфу.

Морфологічний аналіз полягає у дослідженні форм рельєфу, гідромережі, ареалів ґрунтово-рослинного покриву – з метою виявлення обрисів розривних і складчастих тектонічних структур.

У процесі нафтогазопошукових робіт проводяться різні геолого-геоморфологічні дослідження.

Аналіз гідрографічної мережі – встановлення напрямоку руху річкових потоків, що часто пов'язаний з проявами новітньої тектоніки.

Аналіз топокарт (морфометричний аналіз), що ґрунтується на вивченні різних морфометричних карт і картограм.

Дослідження рельєфу і гідромережі дозволяє виявити як складчасті геологічні структури, так і тектонічні порушення.

Проводиться вивчення *геології четвертинних відкладів* з використанням природних відслонень, а також керн свердловин.

В процесі геологічної зйомки широко використовуються **дистанційні (аерокосмічні) дослідження**, які ґрунтуються на спостереженні та фотографуванні земної поверхні з літальних апаратів. Сутність цих методів у існуванні тісного взаємозв'язку між геологічною будовою території та формами її рельєфу.

Серед методів аерокосмогеологічного картування широке розповсюдження отримав *аналіз лініяментів і кільцевих структур* за матеріалами космічних світлин. Аналіз лініяментів дозволяє в зонах нафтогазонагромадження і на конкретних родовищах виявити і протрасувати системи тріщинуватості, виявити їх азимутальну впорядкованість, ступінь опосередкованої або прямої вираженості в приповерхневих відкладах тощо.

Іншим традиційним методом аерокосмогеологічного картування є геоморфологічний аналіз – вивчення рельєфу, гідрографічної мережі, ґрунтово-рослинних асоціацій та рельєфотвірних порід за їх зображеннями на космічних знімках і топографічних картах, що дозволяє прогнозувати:

- потенційну продуктивність покладів на основі визначення інтенсивності структуротвірних знакоперемінних тектонічних рухів;
- можливу продуктивність пасток структурного типу на базі виділення регіональних і локальних тектонічних структур;
- можливу продуктивність пасток неструктурного типу з використанням реконструкції результатів взаємодії палеорельєфу і палеотектонічних умов – перерв в осадконагромадженні.

Регіональні аерокосмічні дослідження з виявлення локальних пошукових об'єктів проводяться на добре вивчених геолого-геофізичними і геохімічними методами територіях, для яких встановлюються ландшафтні, геоморфологічні, геологічні і фототонові індикатори похованих локальних пасток різних типів (еталонів). За такими індикаторами проводиться виявлення нових локальних нафтогазоперспективних об'єктів.

Великого значення аерокосмічне картування набуває при вивченні геологічної будови морських акваторій у зв'язку з пошуками там нафти і газу.

8.2. Геофізичні методи

У комплексі *геофізичних методів досліджень* при пошуково-розвідувальних роботах на нафту і газ виділяють:

- 1) польові методи (розвідувальна геофізика);
- 2) промислові методи (геофізичні дослідження в свердловинах – каротаж).

Польові методи геофізичних досліджень ґрунтуються на вивченні та аналізі розподілу природних або штучно створених фізичних полів – гравітаційного, магнітного, електричного, радіоактивного, теплового і сейсмічного.

Гравіметричний метод розвідки ґрунтується на вивченні аномального поля сили тяжіння на земній поверхні, яке зумовлене нерівномірним розподілом мас у надрах і неоднорідністю густин гірських порід.

При нафтогазопошукових роботах гравірозвідка переважно використовується для розв'язання таких геологічних завдань:

- а) вивчення будови фундаменту (виявлення окремих блоків) і глибини його залягання;
- б) виділення основних структурних елементів земної кори;
- в) виявлення і трасування регіональних розломів;
- г) пошуки і оконтурення солянокупольних структур, зон розвитку рифових масивів, інтрузій в осадовій товщі тощо;
- д) визначення напрямів та обсягів пошукової сейсморозвідки;
- е) прогнозування геологічного розрізу (прямі пошуки нафтових і газових покладів);
- ж) геофізичний моніторинг.

Серед регіональних елементів гравітаційного поля платформ важливе пошукове значення мають протягнені смугові зони згущення ізоаномал – гравітаційні уступи. В багатьох випадках вони фіксують тектонічні уступи (розломи) поверхні фундаменту і пов'язані з ними флексури і валоподібні структури в осадовому покриві – системи пасток нафти і газу.

Магнітометричний метод розвідки ґрунтується на вивченні аномалій геомагнітного поля, які зумовлені неоднаковою намагніченістю гірських порід.

При нафтогазопошукових роботах магніторозвідка використовується для розв'язання таких геологічних завдань:

- а) вивчення глибинної будови земної кори (рельєфу поверхні кристалічного фундаменту і його внутрішньої структури) з метою тектонічного районування і прогнозування перспективних на нафту і газ тектонічних зон;
- б) визначення товщини осадових утворень платформного чохла;
- в) виявлення і трасування зон глибинних розломів з інтрузіями основного складу, що проникають в осадовий чохол;
- г) пошуки в окремих районах локальних структур, соляних куполів тощо;
- д) простеження контактів між магматичними і осадовими породами;
- е) виявлення покладів вуглеводнів.

Під час проведення магнітної зйомки проводиться вивчення геомагнітного поля магнітометрами, які фіксують магнітну індукцію в теслах (Тл), що має розмірність $\text{кг}/(\text{с}^2 \cdot \text{А})$.

Аномальне геомагнітне поле відображається на картах ізодинам (ліній рівних значень інтенсивності геомагнітного поля) як повного вектора, так і вертикальних або горизонтальних його складових.

Електрометричний метод розвідки (електророзвідка) ґрунтується на вивченні розподілу в земній корі порід з різною електропровідністю. При цьому використовуються як природні, так і штучні електромагнітні поля, які виникають під дією джерел постійного і змінного струму.

При нафтогазопошукових роботах електророзвідка використовується для розв'язання таких геологічних завдань:

- а) вивчення великих структурних елементів і окремих структурних зон;
- б) пошуки похованих структурних піднять, покритих наносами і акваторією;
- в) трасування зон тектонічних порушень тощо.

Електропрофілювання – виміри уявних питомих електричних опорів у горизонтальній площині уздовж прямолінійного маршруту на земній поверхні при фіксованому взаємному розташуванні живильних та вимірювальних електродів.

Електрозондування (вертикальне електричне зондування – ВЕЗ і дипольне електричне зондування – ДЕЗ) – вивчення геоелектричного розрізу по вертикалі шляхом вимірів уявних питомих опорів в точці зондування на земній поверхні при різних відстанях живильних електродів. При більших відстанях електродів електричний струм проникає на більшу глибину і відображає геологічну будову більш глибинних частин розрізу. Послідовно збільшуючи ці відстані, одержують уявлення про вертикальний геологічний розріз того комплексу порід, над яким проводяться електричні виміри.

Метод телуричних струмів (ТС) ґрунтується на ефекті природних телуричних струмів, що виникають в надрах в результаті дії на іоносферу потоку заряджених частинок від сонця або фізико-хімічних процесів у земній корі. В основі методу лежить одночасне спостереження короткоперіодичних змін напруженості електричної складової природного електромагнітного поля в двох точках. Він характеризується високою продуктивністю і застосовується переважно при регіональних дослідженнях платформних областей, а також для пошуків локальних солянокупольних структур.

Магніотелуричне профілювання (МТП) – дослідження варіацій магніотелуричного поля Землі, результатом яких є профілі та карти поздовжньої електричної провідності осадової товщі, а також рельєфу поверхні кристалічного фундаменту, перекритого осадовими відкладами.

Магніотелуричне зондування (МТЗ) – реєстрація в одному пункті варіацій горизонтальних компонентів телуричного і геомагнітного полів з періодами від часток секунди (при розвідувальних роботах) до кількох годин (при глибинних дослідженнях).

Сейсмічний метод розвідки – вивчення розповсюдження у земній корі пружних хвиль, що збуджуються вибухом або ударом. Пружні хвилі, проникаючи в товщу земної кори, натрапляють на своєму шляху на породи з різними фізико-механічними властивостями. На кожній межі порід такі хвилі частково відбиваються, а частково заломлюються і повертаються на поверхню, де реєструються сейсмозондувальною станцією. Тут вони підсилюються, відфільтровуються і записуються в цифровому вигляді на магнітних носіях. Параметри зареєстрованих сейсмічних хвиль (амплітуд, частот), час їхнього

пробігу і швидкість розповсюдження дає можливість визначити властивості та склад порід, а також глибину залягання сейсмічних меж та їхню морфологію.

Сейсморозвідка займає провідне місце серед геофізичних методів, що застосовуються при пошуках нафти і газу, як за роздільною здатністю і глибинністю досліджень, так і за різноманітністю геологічних завдань, що вирішуються з її допомогою.

При нафтогазопошукових роботах сейсморозвідка використовується для розв'язання таких геологічних завдань:

- а) сейсмогеологічне районування територій і комплексів гірських порід;
- б) картування геологічних меж в осадовому чохла і консолідованій корі;
- в) вивчення рельєфу поверхні кристалічного фундаменту;
- г) виявлення і детальне обстеження пасток нафти і газу (структурних та інших);
- д) прогнозування геологічного розрізу;
- е) прямі пошуки нафти і газу та оконтурення виявлених покладів;
- є) виявлення тектонічних порушень тощо.

У сейсморозвідці розрізняють два основних методи: *метод відбитих хвиль (МВХ)* і *метод заломлених хвиль (МЗХ)*.

Метод відбитих хвиль (МВХ) – реєстрація сейсмічних хвиль, що відбилися від меж розділу двох середовищ з різним хвильовим опором (акустичною жорсткістю). МВХ проводять вздовж профілів, на яких через певний інтервал розташовані пункти збудження сейсмічних хвиль і приймачі коливань.

Результатами сейсморозвідки методом МВХ є часові сейсмічні розрізи (профілі) і структурні карти або структурні схеми. Якщо на такому розрізі будуть показані межі між окремими стратиграфічними комплексами і зроблені узагальнення одержаних даних, то така побудова називається *сейсмогеологічним розрізом (профілем)*.

Для вирішення пошукових завдань в різних сейсмогеологічних умовах розроблено цілу низку модифікацій МВХ: *метод загальної глибинної точки*, *метод регульованого спрямованого прийому* та ін.

Метод загальної глибинної точки (МЗГТ) полягає у використанні системи багаторазових перекриттів з наступним сумуванням (накопиченням) відбиттів від загальних ділянок межі при різному розташуванню джерел збудження і приймачів. Він є провідним при пошукових роботах і найбільш ефективним: у платформних районах з пологим заляганням пластів; при вивченні будови глибокозалягаючих і складнобудованих комплексів та зон стратиграфічних незгідностей і виклинювання, а також при пошуках покладів вуглеводнів.

Метод регульованого спрямованого прийому (МРСП) ґрунтується на вимірах змінної різночасової сукупності відтворених сейсмічних записів із змінною частотною фільтрацією, орієнтованою на виділення високочастотних складових. Застосовується при вивченні складнобудованих геологічних об'єктів: солянокупольних структур, рифових масивів, районів з чітко

вираженою складчастістю, зон виклинювання, а також при виділенні і трасуванні тектонічних порушень.

Метод заломлених хвиль (МЗХ) – реєстрація і вивчення сейсмічних хвиль, що заломлюються в земній корі в пластах, які характеризуються підвищеною швидкістю їх розповсюдження. Застосовується при регіональних дослідженнях будови земної кори (вивчення рельєфу поверхні кристалічного фундаменту, структури осадової товщі) на глибині до 10–20 км, при трасуванні тектонічних розломів.

Метод глибинного сейсмічного зондування (ГСЗ) є методом регіонального вивчення будови земної кори і верхньої мантії полягає у реєстрації і вивченні глибинних, головним чином, заломлених хвиль, що збуджуються потужними вибухами (заряд до кількох тонн) і поширюються на десятки кілометрів в глибину Землі. Спостереження проводять вздовж окремих профілів або по площі при віддаленнях від джерела до 300–400 км при вивченні земної кори і до 1000–2000 км при вивченні мантії.

У результаті опрацювання матеріалів ГСЗ будують сейсмічні розрізи, на які наносять положення сейсмічних меж, зон різної якості записів, відомості про пластові та граничні швидкості. Геологічна інтерпретація даних ГСЗ проводиться із залученням інших геофізичних методів і закінчується складанням сейсмогеологічних розрізів, на яких показані межі геологічних товщ, зони розломів тощо.

Геотермічні дослідження використовуються на всіх стадіях нафтогазопошукових робіт для визначення температурного режиму земної кори, умов міграції в ній вуглеводнів, регіональної будови територій, прогнозування скупчень та фазового стану вуглеводнів у перспективних товщах тощо. Для вирішення цих завдань за даними термометрії свердловин будуються геотермічні карти і профілі трьох основних типів:

1. Карта геоізотерм або карта рівних температур на заданій глибині (тобто на площині горизонтального зрізу) або на заданій геологічній межі.
2. Карта термоізогіпс або карти рівних глибин ізотермічної поверхні (уявній поверхні з однією температурою).
3. Карта рівних середніх геотермічних градієнтів або ступеней.

На детальних геотермічних картах місцями можуть оконтурюватись структури і використовуватись при пошуках покладів нафти і газу. Пошукові геотермічні дослідження проводяться в багатьох районах шляхом вимірів у спеціально пробурених неглибоких свердловинах.

Прямі геофізичні методи пошуків скупчень вуглеводнів

Основою прямого прогнозування покладів нафти і газу методами розвідувальної геофізики є зміни фізичних властивостей пласта-колектора за рахунок заповнення частини пор вуглеводнями.

Виділення слабких сигналів від покладів проводиться шляхом комплексування геофізичних методів – сейсморозвідки, високочастотної

гравірознавідки і магніторозвідки, різних модифікацій електророзвідки, основним з яких є сейморозвідка.

Сейморозвідка. Можливість її застосування для пошуків нафтових і газових родовищ зумовлюється здатністю покладів нафти і газу поглинати енергію пружних хвиль, що призводить до зміни швидкості пружних коливань і появи відображень на межі розділу нафтогазовмісних і водовмісних порід на фоні нахилених геологічних меж.

Величина коефіцієнта відбиття від водонафтового контакту може досягати 10–20 %, що в ряді випадків дає можливість використовувати сейморозвідку для прямих пошуків нафтових покладів та їх оконтурювання. В останні роки для цієї мети проводять промислове випробування трьохмірної сейморозвідки.

Спроби використання встановлених діагностичних ознак для прямого виявлення покладів поза еталонними площами часто є невдалими.

Факторами, що ускладнюють виділення аномалій є: тонка шаруватість геологічного розрізу, різка мінливість речовинного складу порід по латералі, незначне збільшення коефіцієнтів відбиття від ВНК.

Гравірознавідка. Фізичною основою використання гравірознавідки для прямих пошуків покладів нафти і газу є наявність пониженої густини нафтогазонасичених колекторів покладу в порівнянні з водонасиченими частинами цього ж пласта. Різниця густини колекторів у зоні продуктивності та поза нею досягає 200 кг/м^3 у випадку газових покладів і 80 кг/м^3 на нафтових родовищах.

Магніторозвідка. Як теоретичні, так і експериментальні дані свідчать про можливе існування над покладами вуглеводнів локальних аномалій магнітного поля. Встановлено, що причиною аномальних змін геомагнітного поля над вуглеводневими родовищами є такі фізико-хімічні процеси:

- 1) вертикальна міграція вуглеводневих флюїдів, що супроводжується гідротермальними змінами у породах;
- 2) зміни геомагнітного поля внаслідок змін у часі механічних напружень, концентрацій розчинених солей чи розподілу температур внаслідок переміщення нафтогазових флюїдів. Часто їх інтенсивність залежить від ступеня активності розломів та активності процесів міграції вуглеводнів у зонах розломів.

Електророзвідка. В основі прямих пошуків газонафтових покладів методами електророзвідки є різні електричні властивості нафтогазонасичених колекторів і вміщуючих порід. Зазвичай, для родовищ електропровідність газовмісних колекторів є у 10 разів, а нафтовмісних – у 3 рази меншою, ніж електропровідність «пустих» теригенних порід.

Радіометричні методи. Нафтові і газові родовища на картах гамма-зйомки зазвичай характеризуються пониженими значеннями гамма-активності у порівнянні з законтурними частинами.

Невеликі значення аномалій значно утруднюють інтерпретацію радіометричних досліджень.

8.3. Геохімічні методи

Геохімічні методи досліджень ґрунтуються на виявленні геохімічних аномалій, які вказують на можливу присутність вкупчень вуглеводнів у гірських породах. Аномалії характеризуються *контрастністю*, що визначається співвідношенням аномальних значень до фонових, показником якої є *коефіцієнт контрастності*.

У залежності від конкретних пошукових завдань, об'єктів випробування і виду аналітичних визначень застосовуються такі методи: гідрогеохімічний газовий (газометричний), бітумінологічний, біогеохімічний, літогеохімічний та газовий каротаж.

Гідрогеохімічний метод при прогнозуванні та пошуках родовищ нафти і газу використовується досить широко і дає хороші результати. Він ґрунтується на змінах хімічного складу підземних вод над – або навколо скупчень вуглеводнів і характеризується глибинністю та інформативністю.

Основою цього методу є пошук водних ореолів розсіювання – гідрогеохімічних аномалій з підвищеними концентраціями хімічних елементів, які утворюються в процесі контакту підземних вод з вуглеводневими покладами. Водні ореоли розсіювання виокремлюються на фоні вод, хімічний склад яких формується під впливом регіональних гідрогеологічних умов поза зоною дії об'єктів пошуків. Останні мають назву *фонових*, а їхній склад – *фоновим хімічним складом*.

Водні ореоли характеризуються зональністю, яка виражається: а) у зменшенні концентрацій компонентів ореольних вод з віддаленням від джерел аномальності (покладів вуглеводнів); б) в існуванні в межах загального (комплексного) гідрогеохімічного ореола ореолів окремих елементів або компонентів, що мають різні розміри. Розміри і контрастність ореолів визначаються станом хімічних елементів і розчинністю їхніх сполук у ореольних водах різного геохімічного типу.

Пошукові гідрогеохімічні ознаки поділяються на універсальні та спеціальні. Універсальні (аномалії Br, J, B) є типовими для усіх вуглеводневих родовищ. Спеціальні – у вигляді асоціацій елементів індикаторів, характеризують води нафтогазових покладів у різних провінціях, областях та конкретних родовищах.

Підземні води відзначаються закономірною зміною хімічного складу як на площі, так і у розрізі. Це явище має назву *гідрогеохімічної зональності*. Виділяються гідрогеохімічні зони за мінералізацією, йонно-сольовим (геохімічним типом) та газовим складом підземних вод. Під гідрогеохімічною зоною зазвичай розуміють частину розрізу водоносного комплексу, що є відносно однаковим за геохімічними показниками.

Комбінація зон відбиває пряму, зворотну, перемінну та складну гідрогеохімічну зональність розрізу. Під прямою зональністю розуміють

послідовне збільшення мінералізації підземних вод (і, відповідно, зміну їхнього геохімічного типу) з глибиною.

Зворотна зональність або гідрогеохімічна інверсія характеризує зменшення мінералізації і зворотню послідовність розподілу геохімічних типів вод. Вона є важливою ознакою нафтогазоносності у різних геологічних районах.

Газгеохімічний метод ґрунтується на явищі розсіювання газоподібних вуглеводнів, ртуті, гелію та інших із покладів нафти чи газу і вивченні кількісного та якісного складу газів кернів, шламів, глинистих розчинів і вибієної атмосфери неглибоких свердловин, а також пластових вод. Такі газометричні дослідження виконуються в процесі проведення *газової зйомки*, мета якої – виявлення за газовими показниками просторового положення аномальних полів концентрацій газів та зв'язку цих аномалій з наявністю на глибині покладів нафти або газу.

В основу газової зйомки покладено уявлення про фільтраційно-дифузійний масопереніс вуглеводневих газів із покладу до перекриваючих його осадових відкладів. Газова фільтрація (ефузія) відбувається по системах тріщин у зонах тектонічних порушень, а дифузія проходить у поровому просторі по всьому об'єму порід і може утворювати безперервні просторові ореоли безпосередньо над покладами.

Бітумінологічний метод – виявлення ореолів розсіювання рідинних вуглеводнів нафтового ряду, що мігрують зонами підвищеної проникності від покладу до денної поверхні. Основна його мета – визначення генетичної природи бітумінозної речовини порід, що розкриваються свердловинами. Для цього використовують методи хімічної бітумінології, люмінесценції, ядерної фізики (ізотопія) і петрографії.

Для регіонів зі складними структурно-тектонічними умовами інтерпретацію бітумінологічних аномалій рекомендується проводити в комплексі з металометричними і газобіохімічними даними.

Біогеохімічний метод – вивчення розповсюдження мікроорганізмів (бактерій), що окислюють вуглеводні в природних середовищах (грунтах, породах, водах). Найбільш показовими в пошуковому відношенні є мікроорганізми, що окислюють пропан, бутан і пентан. У деяких випадках певне значення мають і метаноутворюючі бактерії. Область застосування цього методу обмежується екологічною зоною розвитку вуглеводневоокислюючих бактерій.

Літогеохімічний метод ґрунтується на виявленні прямих і опосередкованих ознак нафтогазоносності в корінних осадових породах у вигляді літогеохімічних ореолів:

- а) аномальних концентрацій елементів, що мають змінну валентність (залізо, мідь, кобальт, марганець, ванадій, титан та ін.);
- б) специфічних мінеральних новоутворень (сульфіди, карбонати);
- в) аномальних значень фізичних властивостей порід (колір, густина, пружність, діелектрична проникність та ін.).

Сучасні методи досліджень дозволяють фіксувати ці зміни на значній відстані від покладів нафти і газу.

Основною метою *газового каротажу* є виділення нафтогазоносних горизонтів у процесі буріння свердловин. У практиці робіт застосовуються декілька методів газового каротажу:

1. *Точковий метод* – ґрунтується на відборі та в наступній дегазації глинистого розчину через певний метраж проходки свердловини з подальшим дослідженням газу на хроматографі.

2. *Суцільний метод*, суть якого зводиться до безперервної реєстрації загального вуглеводневого складу газу в буровому розчині за допомогою газокаротажної станції. Результати дослідження вмісту вуглеводневих газів по розрізу свердловини реєструються у вигляді діаграми.

3. *Газовий каротаж після буріння* – проводиться після зупинки буріння свердловини на деякий час для відтворення в буровому розчині газоносних зон напроти продуктивних горизонтів.

4. *Газовий каротаж по керну* (а також і по шламу).

Найбільший ефект при пошуках скупчень нафти і газу можна досягти при спільному проведенні газового каротажу по керну і по буровому розчину.

8.4. Класифікація, конструкції, буріння та дослідження свердловин

На всіх стадіях геологорозвідувального процесу проводиться буріння свердловин.

Основна *мета буріння свердловин* – вивчити розріз порід на глибинах, які є недоступними для дослідження іншими методами, а також безпосереднє розкриття і випробування нафтогазоносних горизонтів.

Глибини свердловин коливаються в досить широкому діапазоні. Найглибші свердловини пробурені у США: Берта-Роджерс-1 (9583 м), ще дві свердловини досягають відповідно глибин 9159 м і 9028 м. В Україні найглибша свердловина – Шевченково-1 (7524 м), пробурена на північно-східному схилі Українських Карпат. Там же пробурена свердловина Синевидне-1 (7501 м).

8.4.1. Класифікація і конструкції свердловин

Свердловин, які буряться при пошуках, розвідці та розробці родовищ нафти і газу за призначенням поділяються на такі категорії: *опорні, параметричні, структурні, пошукові, розвідувальні, експлуатаційні та спеціальні*.

Опорні свердловини бурять для вивчення основних рис геологічної будови значних територій і визначення загальних закономірностей розповсюдження комплексів осадових відкладів, сприятливих для нафтогазоутворення і нафтогазонагромадження. Опорні свердловини

зкладаються за загальнодержавними програмами по спеціальній мережі з суцільним відбором керна і, здебільшого, до фундаменту, а в районах глибокого його залягання – до максимально технічно можливої глибини.

Параметричні свердловини проходяться для вивчення глибинної геологічної будови і порівняльної оцінки перспектив нафтогазоносності можливих зон нафтогазонагромадження, а також для одержання необхідних відомостей про геолого-геофізичну характеристику розрізу відкладів з метою уточнення результатів сейсмічних та інших геофізичних досліджень. Свердловини цієї категорії закладаються в межах локальних структур або профілями для регіонального вивчення тектонічних зон і буряться в сукупності з регіональними сейсморозвідувальними роботами. Відбір керна складає не менше 20 % від глибини свердловини.

Структурні свердловини потрібні для виявлення і підготовки до пошукового буріння перспективних локальних структур (антиклінальних складок, зон екранування, виклинювання тощо). Свердловини цієї категорії, здебільшого, бурять до маркувальних (опорних) горизонтів, за якими проводиться побудова структурних карт. Окремих таких свердловин буряться небагато і, зазвичай, їх закладають в комплексі з геофізичними методами у складних геологічних умовах.

Пошукові свердловини закладають на площах, підготовлених до глибокого буріння або на родовищах, де перспективними є глибокозанурені горизонти. До пошукових належать усі свердловини, закладені на новій площі до одержання першого промислового припливу нафти або газу, перші свердловини, закладені на ті ж горизонти у відокремлених тектонічних блоках, а також свердловини, що закладені на нові горизонти в межах родовища – також до одержання перших промислових припливів нафти або газу.

У пошукових свердловинах здійснюються геологічні, промислово-геофізичні і геохімічні дослідження з метою детального вивчення розрізу відкладів та їх нафтогазоносності. У цих свердловинах проводиться поінтервальний відбір керна: по розрізу, щк не вивченому бурінням; на межах стратиграфічних підрозділів та в перспективних на нафту і газ горизонтах (у обсязі до 8–12 %), а також випробування нафтогазоносних (водоносних) горизонтів з відбором проб флюїдів.

Розвідувальні свердловини бурять на площах із встановленою нафтогазоносністю для детального вивчення вже відкритих скупчень вуглеводнів та підготовки запасів нафти і газу промислових категорій, а також для отримання вихідних даних для складання проекту (схеми) розробки покладу. Під час буріння проводиться відбір керна до 4–8 % в інтервалах залягання продуктивних горизонтів, промислово-геофізичні дослідження, випробування пластовипробувачами та освоєння продуктивних горизонтів після закінчення буріння, а також пробна експлуатація продуктивних горизонтів.

При розробці покладів розвідувальні свердловини, що розкрили промислові поклади, використовуються і як експлуатаційні.

Експлуатаційні свердловини. Призначені для розробки покладів та вилучення нафти і газу із земних надр. До цієї категорії входять: *видобувні, нагнітальні, оціночні і спостережні (п'єзометричні та контрольні) свердловини.* Окрім цього, останніми роками з метою прискорення введення родовищ у розробку на стадії дослідно-промислової розробки (ДПР) бурять так звані *випереджувальні експлуатаційні свердловини* для уточнення геологічної будови та промислової цінності відкритих покладів.

Призначення *нагнітальних свердловин* – закачування (нагнітання) в продуктивний пласт води або іншого агенту (газу, повітря тощо) з метою витіснення нафти із колектора.

Основним завданням *оціночних свердловин* є уточнення меж відокремлення продуктивних полів і оцінка виробленості ділянок для уточнення раціональної розробки покладів.

Призначення *спостережних свердловин* – контроль за розробкою шляхом систематичного спостереження за зміною пластового тиску і просуванням водонафтового, газоводяного і газонафтового контактів у процесі експлуатації покладу.

За результатами експлуатаційного буріння проводиться перевід запасів нафти і газу із категорії C_1 в категорію В і А.

Спеціальні свердловини буряться для виконання допоміжних робіт, що забезпечать нормальну технологію геологорозвідувального процесу і розробки родовища (для скидання промислових вод, ліквідації відкритих фонтанів нафти і газу, водопостачання, підготовки структур для підземних газосховищ і зберігання в них газу тощо).

Конструкція свердловини – система кріплення стовбура свердловини колонами обсадних труб, які забезпечують досягнення свердловиною проектної глибини, можливість її дослідження, ізоляцію проникних горизонтів, застосування запроектованих режимів експлуатації та максимальне використання пластової енергії при видобутку нафти і газу. Конструкція свердловин характеризується кількістю спущених обсадних колон, їх розмірами (зовнішній діаметр і довжина) та інтервалами цементування затрубного простору. Для обґрунтування конструкції свердловини використовують досвід буріння на сусідніх площах і результатів геологорозвідувальних робіт.

Для кріплення свердловин використовують такі *типи обсадних колон*:

- *направляюча* – для попередження розмиву устя;
- *кондуктор* – для кріплення верхніх нестійких інтервалів розрізу, ізоляції горизонтів з ґрунтовими і питними водами, встановлення на усті противикидного обладнання;
- *проміжна (технічна) колона* (одна або декілька) – для попередження можливих геологічних ускладнень при бурінні глибоких інтервалів шляхом кріплення та ізоляції пластів порід, що залягають вище, і які є несумісними за умовами буріння з пластами, що залягають нижче;

– *експлуатаційна колона* – для промислового видобутку нафти та газу із пласта на поверхню.

Конструкція свердловини називається одноколонною, якщо вона складається тільки з експлуатаційної колони, двоколонною – при наявності однієї проміжної та експлуатаційної колон і т.ін.

Проектування конструкції свердловини проводиться знизу догори. На основі заданого геологічного розрізу свердловини та її проектної глибини, в першу чергу, вибирають діаметр експлуатаційної колони. Основними критеріями, які необхідно враховувати при виборі конструкції свердловин, є забезпечення раціонального комплексного вивчення розрізу, дотримання вимог охорони надр і обґрунтованого видобутку нафти і газу.

Типова конструкція свердловини містить, наприклад, направлення діаметром 425 мм, рідше 299 мм, кондуктор діаметром 245 або 219 мм і експлуатаційну колону діаметром 146 мм. У свердловини глибиною 3000 м і більше часто спускають проміжну колону діаметром 295 або 377 мм між кондуктором і експлуатаційною колоною. У такому випадку діаметри кондуктора і направлення відповідно збільшуються.

Приустева частина свердловини, як і продуктивна частина розрізу або ділянки з напірними водами надійно цементуються.

Цементування повинне забезпечити надійну роз'єднаність пластів, що досягається підйомом цементу на відповідну висоту і якістю цементування. У випадку недостатнього підйому цементу за колоною за даними відбивки цементного кільця проводяться спеціальні ізоляційні роботи. У газових свердловинах цемент за колонами піднімається до устя. При наявності глинистої кірки на стінках стовбура свердловини, вона знімається перед спуском колони.

8.4.2. Документація на будівництво свердловин

Будівництво свердловин складається з робіт різного виду. Основними є монтування наземного обладнання, буріння, кріплення стовбура свердловини, випробування і передача в експлуатацію, консервацію або ліквідацію в залежності від отриманих результатів. Вказані роботи обов'язково документуються. Документи складають і оформляють геологи, геофізики, бурильники, маркшейдери:

1. Документи, які складаються перед бурінням свердловини: акт на видачу точки для будівництва свердловини; акт про закладання свердловини; геолого-технічний наряд.

2. Документи, які складаються в процесі буріння свердловини: акт про початок буріння свердловини; акт контрольних вимірів бурового інструменту на свердловині; буровий вахтовий журнал; добовий рапорт бурового майстра; акти про аварії при бурінні і виконання робіт з їх ліквідації; акт про виконання робіт з ліквідації ускладнень на буровій; план спуску і цементування обсадної колони; акти про спуск обсадної колони та її цементування; акт про

опресування колони; акт на встановлення цементного моста; акт з випробування свердловини випробовувачем пластів в процесі буріння; журнал замірів параметрів бурового розчину; геологічний журнал; акт на закінчення буріння тощо.

3. Документи з випробовування та освоєння свердловини: акти про заміри відстані від муфти обсадної колони до стовбура ротора; акт про обладнання устя свердловини; акт про спуск насосно-компресорних труб; акт про початок освоєння горизонту; акт про випробовування горизонту на приплив нафти (води); акт про дослідження газоносного горизонту; акт про закінчення освоєння інтервалу; журнал з випробування свердловини; акти огляду свердловини запланованої до ліквідації; акти про консервацію і ліквідацію свердловини; паспорт свердловини, акт на передачу свердловини в експлуатацію.

Основними документами при закладанні свердловини є акти на видачу точки і закладання свердловини та геолого-технічний наряд. Після затвердження цих документів керівними організаціями геолог разом з маркшейдером переносить проектну точку на місцевість і видає її представникам організацій, які будуть бурити свердловину.

Геолого-технічний наряд складається на підставі типового (зведеного) розрізу відкладів і практики буріння сусідніх свердловин.

Геолого-технічний наряд вивішують на видному місці. Перед початком буріння проводиться пускова конференція. Геолог ознайомлює бурову бригаду з метою і задачами буріння свердловини, її проектним розрізом, можливими ускладненнями під час буріння тощо. При цьому звертається увага бурової бригади на заходи з охорони надр і довкілля. Пускова конференція оформляється протоколом, який зберігається у справі свердловини.

Належне ведення документації забезпечує отримання достовірних даних про геологічну будову розвідуваної площі і виявлених всіх продуктивних горизонтів, тому геолог зобов'язаний контролювати правильність та своєчасність складання всіх вказаних документів.

8.4.3. Геолого-геофізичні дослідження у свердловинах

У процесі проводки і випробування пошукових і розвідувальних свердловин проводиться комплекс геологічних, геофізичних, геохімічних і гідродинамічних досліджень, що забезпечують одержання вихідних даних, які необхідні для оцінки нафтогазоносності розрізу, підрахунку запасів нафти і газу та проектуванні розробки покладів (родовищ).

У процесі буріння свердловини в обов'язки геолога входять спостереження за відбором керн і шламу, вивчення та опис відібраних зразків порід, облік буримості порід, а також спостереження за провалами інструменту, поглинаннями бурового розчину і його параметрами та наявністю нафтогазо- і водопровів тощо.

Найбільш повну характеристику розрізу та його нафтогазоносності можна отримати при суцільному відборі керна із свердловини. Проте, суцільний відбір керна, як відомо, планується тільки в опорних свердловинах. При цьому необхідно враховувати, що фактичний винос керна в середньому досягає 40–50 % від буріння з відбором керна, причому в рихлих теригенних товщах, особливо в продуктивних пісковиках, фактичний винос керна зменшується до 5–10 %; збільшення фактичного виносу керна до 60–80 % спостерігається у щільних, переважно карбонатних породах.

Для більш детального вивчення перспективної товщі відбір керна в свердловинах на одній і тій же площі проектується в різних інтервалах розрізу, що при відносно невисокому відборі керна в кожній свердловині забезпечує висвітлення всієї продуктивної товщі.

Перед початком відбору керна із інтервалу, згідно з геолого-технічним нарядом, рекомендується провести контрольний вимір бурового інструменту, щоб точніше прив'язати відібраний керн до глибини свердловини.

При вивченні керна отримують дані про літологічну характеристику порід та їх стратиграфію, про колекторські властивості порід, про наявність ознак нафти і газу, про структурні особливості порід та елементів їх залягання.

Недостатню висвітленість розрізу керном можна доповнити *відбором і вивченням шламу та відбором зразків порід на каротажному кабелі*. В опорних, параметричних і пошукових свердловинах шлам вивчають по всьому розрізу. Зразки шламу відбирають через рівні інтервали, величина яких залежить від характеру розрізу та його можливої нафтогазоносності. При бурінні одноманітної товщі шлам відбирають через кожні 5–10 м проходки. У випадку частого перешарування пластів або наявності ознак нафтогазоносності інтервали відбору шламу зменшуються до 1–3 м.

При появі у буровому розчині уламків нафтогазоносних порід, необхідно одразу ж приступати до відбору керну, навіть якщо глибина спуску колонкового долота не узгоджується з геолого-технічним нарядом.

Врахування швидкості проходки дозволяє виділити в розрізі породи різної міцності, а відповідно, і різного літологічного складу. За даними вимірів швидкості буріння будується діаграма, по вертикалі якої відкладають глибини в масштабі, а по горизонталі – час, витрачений на проходку кожного метра, або кількість метрів проходки за певний час. У результаті отримаємо криву, на яких відображаються інтервали твердих і рихлих, тріщинуватих порід.

Провали інструменту та інтервали підвищеної швидкості проходки характеризують наявність кавернозності і навіть пустот; *поглинання бурового розчину*, звичайно, пов'язані з кавернозними і дуже тріщинуватими породами, але можуть спостерігатися також і в теригенних колекторах при низьких пластових тисках.

Від якості *бурового розчину* залежить успіх буріння і подальшого випробування та освоєння свердловини, тому підбору, приготуванню і контролю за якістю повинні приділяти увагу не тільки спеціалісти з буріння, але і працівники геологічної служби. Контроль за змінами параметрів

бурового розчину проводиться згідно з нормативними документами. Параметри бурового розчину встановлюються в залежності від особливостей геологічного розрізу, глибини свердловини, пластового тиску, температури тощо.

До основних параметрів, які визначають якість бурового розчину, належать густина, в'язкість, водовіддача, товщина глинистої кірки, статична напруга зсуву, вміст твердих частин, газу і вміст солей (мінералізація).

При бурінні в ускладнених умовах параметри бурового розчину змінюється в бік посилення таких якостей, які б застерегли від можливих ускладнень або ліквідували б їх з самого початку.

Спостереження за змінами бурового розчину (насиченість його нафтою, розгазування, розрідження) дозволяють робити висновки про розкриття високопродуктивних нафтоносних, газоносних або водоносних горизонтів.

Геофізичні дослідження та роботи у свердловинах включають всі види геофізичних досліджень свердловин, геолого-технологічні і геохімічні дослідження, роботи з перфорації та торпедування свердловин та інші. Їх матеріали є одними із основних видів геологічної документації і повинні забезпечувати всебічне вивчення геологічного розрізу (*літології, фізичних і колекторських властивостей гірських порід, нафтогазонасиченості тощо*).

Геофізичні методи, які використовуються для вивчення геологічних розрізів свердловин, поділяються на електричні, магнітні, радіоактивні, акустичні, термічні та геохімічні. Найбільш поширеними є електричні та радіоактивні методи.

Електричні методи дослідження розрізів свердловин базуються на вивченні електричних властивостей гірських порід, до яких належать питомий електричний опір або електропровідність, абсолютна діелектрична проникність, природна електрохімічна активність та інші. При цьому виділяють методи позірнього (уявного) опору, (метод потенціалів самочинної поляризації), методи опору заземлення і потенціалів зумовленої (викликаної) поляризації та діелектричні методи.

Методи позірнього (уявного) опору. Цю групу методів складають стандартний електрокаротаж, бокове каротажне зондування, методи мікрозондів (мікрокаротаж), пластова нахилометрія, резистивіметрія.

Питомий опір гірських порід міняється в дуже широких межах – від часток до сотень тисяч омметрів. Величина питомого опору (ρ_n) залежить від опору породоутворюючих мінералів і товщини пласта, напроти якого знаходиться зонд, опору бурового розчину, діаметра свердловини, зони проникнення фільтрату бурового розчину, діаметра цієї зони, а також від взаємного розташування електродів зонда (типу зонда) і відстані між ними (розміру зонда). Практично у свердловинах заміряють деякий параметр, який називають *позірним (уявним) опором*, що залежить від питомого опору породи.

При *стандартному електрокаротажі* зміну позірнього опору з глибиною досліджують за допомогою стандартних градієнт-зонда і потенціал-

зонда та використовують для розчленування розрізів, оцінки літології, виділення опорних горизонтів та нафто- і газоносних об'єктів.

При формуванні великої зони проникнення фільтрату бурового розчину використовують *бокове електричне зондування*, яке полягає у вимірюванні позірного опору пластів набором однотипних зондів різної довжини, що забезпечують різний радіус дослідження.

Сприятливими умовами для застосування методу є однорідність досліджуваних пластів і порід, співвідношення питомих опорів пласта і бурового розчину не більше 500 – для пластів великої товщини і не більше 250 – для пластів малої товщини, товщиною пластів не менше трьох діаметрів свердловини. Результати досліджень за боковим електричним зондуванням використовують для визначення питомого електричного опору незабрудненої частини пласта і зони проникнення фільтрату бурового розчину, оцінки радіуса зони проникнення, пористості та нафтогазонасиченості.

Мікрокаротаж або мікрокаротажне зондування полягає у детальному вивченні позірного опору присвердловинної зони пласта за допомогою зондів дуже малої довжини (мікрозондів) у необсаджений свердловині. При дослідженні застосовують зонди з відстанями між електродами до 5 см.

Метод дає змогу вивчати розрізи, представлені пластами малої товщини, що забезпечується малими розмірами зондів і щільним притисненням ізольованої пластини з електродами до стінки свердловини.

Метод резистивіметрії застосовують для визначення питомого електричного опору бурового розчину при бурінні та експлуатації випробуванні свердловин з метою кількісної інтерпретації даних електрокаротажу, визначення мінералізації пластових вод за допомогою методів самочинної поляризації, установлення місць припливів і швидкості фільтрації підземних вод, виділення інтервалів поглинання бурового розчину в свердловині, місць руйнування обсаджених колон та ін.

Метод потенціалів самочинної поляризації використовують для визначення характеристик гірських порід за даними вимірювань потенціалів електричних полів, що виникають в них самочинно.

Вимірювання потенціалів електричного поля здійснюють за допомогою рухомого у свердловині електрода М і нерухомого електрода N, який міститься на поверхні.

Цей метод проводиться одночасно з реєстрацією уявного опору і застосовується для розчленування розрізу свердловин, виділення у розрізі глинистих порід і колекторів, визначення мінералізації пластових вод, оцінки пористості колекторів, визначення місця прориву прісної води в свердловину тощо.

Методи опору заземлення базуються на існуючій різниці у значеннях питомих електричних опорів гірських порід. Існує декілька модифікацій методу, найбільш поширеними серед яких є *боковий каротаж*, *мікрокаротаж* і *дивергентний каротаж*.

Боковий каротаж доцільно використовувати при бурінні на високомінералізованому буровому розчині з питомим опором до 0,1...0,5 Ом·м. За результатами досліджень за допомогою бокового каротажу здійснюють детальне розчленування розрізу за значеннями позірного опору порід, вивчення літології, пористості і проникності порід, визначення параметрів зони проникнення, фільтрату бурового розчину і характеру насичення пластів.

Боковий мікрокаротаж проводять з використанням двох-, трьох- і чотирьохелектродних мікроустановок. Результати досліджень використовують для уточнення границь і товщин пластів, визначення літології розрізів і виділення колекторів.

Дивергентний каротаж ґрунтується на вивченні електропровідності гірських порід. Його доцільно проводити у свердловинах, заповнених високомінералізованим буровим розчином. На основі його результатів можна розв'язувати задачі розчленування розрізу, визначення його літології, виділення колекторів тощо.

Методи потенціалів викликаної поляризації базуються на вивченні штучних вторинних стаціонарних електричних полів, походження яких пов'язується з фізико-хімічними процесами, що відбуваються в породах внаслідок дії електричного струму на поверхні розділу твердої та рідкої фаз. Ця властивість дозволяє використовувати метод потенціалів викликаної поляризації для розчленування розрізу, виділення тріщинуватих зон, оцінки проникності колекторів тощо.

Індукційний каротаж ґрунтується на вивченні вторинного електромагнітного поля середовища, створеного джерелом електричного свердловинного приладу.

На основі даних індукційного каротажу здійснюють розчленування розрізу свердловин за питомим електричним опором порід, виділення водо- і нафтогазоносних горизонтів. Результати індукційного каротажу у комплексі з іншими методами дають змогу оцінити коефіцієнти анізотропії пластів.

Радіоактивні методи. Радіоактивні методи поділяються на методи реєстрації природних радіоактивних випромінювань гірських порід і методи реєстрації вторинних випромінювань, пов'язаних з опроміненням гірських порід з допомогою спеціальних джерел (гамма-квантів і нейтронів), розміщених у свердловинному приладі.

Із радіоактивних методів найбільш розповсюдженими є *гамма-каротаж (ГК)*, *нейтронний гамма-каротаж (НГК)*, *нейтрон-нейтронний каротаж (ННК)*, в меншій мірі – *гамма-гамма-каротаж (ГГК)*.

Гамма-каротаж заснований на вивченні інтенсивності природного γ -випромінювання, що виникає при розпаді радіоактивних елементів, розсіяних у гірських породах. Підвищена радіоактивність характерна для глин і глинистих осадов. Значно меншою інтенсивністю радіоактивності характеризуються піски, пісковики, доломіти і вапняки. Ще меншу радіоактивність мають гіпси, галіт, вугілля та ангідрит.

У комплексі з даними інших геофізичних досліджень результати природного гамма-випромінювання використовуються для літологічного розчленування розрізів свердловин, їх кореляції, виділення порід – колекторів, оцінки глинистості порід, виявлення в розрізі свердловини радіоактивних руд, дослідження якості цементації за колонного простору і висоти підйому цементу тощо.

Нейтронний гамма-каротаж ґрунтується на вивченні інтенсивності вторинного гамма-випромінювання, розсіяного гірською породою або нейтронного випромінювання (*нейтрон-нейтронний каротаж*), при опроміненні її нейтронами.

Нейтронні методи застосовують для літологічного розчленування розрізів, виділення колекторів, оцінки пористості порід, визначення водонафтового, газоводяного і газонафтового контактів, визначення характеру насичення пластів, ступеня їх обводнення і швидкості руху пластових вод в родовищі, вивчення технічного стану свердловини, контролю гідравлічного розриву пластів, уточнення глибини перфорації колон.

Основними модифікаціями імпульсних і нейтронних радіоактивних методів є імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж (ІННК) і імпульсний нейтронний гамма-каротаж (ІНГК).

Гамма-гамма каротаж базується на вимірювання інтенсивності штучного гамма-випромінювання, розсіяного елементами гірської породи під час їх опромінення потоком гамма-квантів.

Існують дві модифікації гамма-гамма-методу: гамма-гамма-каротаж за густиною (ГГК-Г) та гамма-гамма-метод за м'якою компонентою – селективний (ГГК-С).

За допомогою першого методу проводиться розчленування геологічних розрізів, визначення густини та пористості порід, виділення різних корисних копалин, які мають аномальну густину (вугілля, апатит, флюорит, марганцеві і хромові руди, поліметалічні руди густиною більше 3 г/см^3), відбивка муфт на обсадних колонах, контроль якості колон і їх цементування та рівня рідини в свердловинах.

Результати досліджень гамма-гамма-методу селективного використовують для вирішення різних завдань з пошуків твердих корисних копалин.

Акустичні методи. Акустичні методи геофізичних досліджень у свердловинах ґрунтуються на вивченні пружних властивостей гірських порід при розповсюдженні в них пружних деформацій. Швидкість поширення пружних хвиль у гірських породах залежить від мінералогічного складу, пористості, структури порового простору, типу флюїду й тісно пов'язана з літолого-петрографічними властивостями порід.

При акустичному каротажі (АК) реєструється повне відображення сигналу, тобто його звукові образи: хвильові картини – запис повного сигналу спільно з погодинними відмітками і фазокореляційні діаграми – запис повного сигналу у вигляді фазових ліній сигналу, величина інтервального часу ΔT (

$\Delta T = \frac{l}{v_p}$, де v_p – швидкість повздовжньої хвилі), декремент затухання акустичної хвилі α_n ($\alpha_n = \frac{l}{l} \ln \frac{A_1}{A_2}$, де A_1 і A_2 – амплітуди хвиль, що реєструються приймачами; l – база зонда).

При акустичному каротажі застосовується трьохелементний зонд, який складається з приймача і двох розташованих на деякій відстані від нього випромінювачів. Відстань між випромінювачами називається *базою зонда*. Довжина зонда визначається відстанню між віддаленим випромінювачем і приймачем.

Акустичний каротаж за швидкістю базується на вивченні швидкості поширення пружних хвиль в гірських породах.

Акустичний каротаж за затуханням базується на вивченні характеристик затухання пружних хвиль у породі.

Акустичний каротаж застосовується для літологічного розчленування розрізів свердловини, визначення пористості порід, характеру насичення колекторів, виділення в розрізі тріщинно-кавернозних зон, інтерпретації результатів сейсморозвідки та розв'язання інших задач.

До геолого-технічних методів дослідження в процесі буріння свердловин належать: газовий каротаж, метод вибіркових електродів, комплексні геофізичні дослідження (реєстрація параметрів буріння): детальний механічний каротаж, фільтраційний каротаж, метод тиску.

8.4.4. Освоєння свердловини та інтенсифікація видобутку

Виклик припливу рідини і газу з пласта проводять різними способами в залежності від характеру колекторів, режиму покладу і величини пластового тиску.

При високому пластовому тиску приплив рідини і газу зумовлюється пониженням тиску на продуктивний пласт шляхом заміни в свердловині бурового розчину на воду або на нафту. Якщо заміна бурового розчину на воду чи нафту не дає результатів, рівень понижується желонкою, свабом або компресором. Найбільш ефективним є компресорний спосіб, який забезпечує в короткий термін значне пониження рівня бурового розчину.

Виклик припливу здійснюється також за допомогою струмінних апаратів шляхом зниження тиску в підпакерній зоні до величин, менших від гідростатичного. Технологічний процес дає змогу створювати багаторазові депресії та репресії на пласт, вимірювати криві відновлення тиску. Але застосовувати їх рекомендують за певних умов: пористість і проникність продуктивних відкладів повинна бути нижча від критичних значень для даного родовища, продуктивний горизонт має складатися зі стійких порід, що не руйнуються при створенні багаторазових миттєвих депресій в межах визначених технологічним процесом величин тощо.

Обробка привибійної зони пласта при пошуках і розвідці застосовується в тих випадках, коли немає припливу флюїдів із можливо продуктивних або водоносних горизонтів. З цією метою застосовуються різні методи відновлення первісних фільтраційних властивостей порід або їх покращення. Одні з них діють на всю фільтраційну систему пласта в пристовбурній зоні (метод гідромеханічного впливу), інші вибірково впливають на систему порода–флюїд хімічною дією, треті поєднують в собі фізико-хімічну дію. Окремим, надзвичайно важливим процесом покращення фільтраційних властивостей порід є гідравлічний розрив.

При гідророзриві в пласті під дією тиску, близького до гірського або більшого, утворюється тріщина, яка заповнюється водою з відсортованим кварцовим піском і додаванням (до 5%) штучного зернистого матеріалу. Використання гідророзриву істотно підвищує ефективність розвідки, особливо покладів у слабопроникних колекторах, включно з газом щільних колекторів (сланцевим газом).

Кислотна обробка свердловин (КОС) заснована на здатності соляної кислоти розчиняти карбонатні породи і тому використовується для отримання припливу до вибою або підвищення його інтенсивності. Розчиняючи карбонатні породи, кислота створює каверни, розширює канали, по яких рідина чи газ поступає в свердловини і в декілька раз збільшує їх приплив.

Газотермохімічний метод дії при горінні порохового заряду навпроти пласта дає ефект за рахунок підвищення тиску при розширенні порохових газів, підвищенні температури в зоні горіння, фізико-хімічної дії порохових газів на породи-колектори.

Дія на пласти методом змінних тисків (МЗТ) досягається численними різкими посадками гумового пакеруючого елементу. В результаті привибійна частина пласта піддається гідравлічному удару інтенсивністю до 10 МПа. Такі удари разом з подальшими миттєвими зняттями навантаження після зриву пакера, забезпечують перепад тиску на пласт до 150–200 МПа, що призводить до великої швидкості припливу рідини в свердловину.

Випробування пластів у пошукових і розвідувальних свердловинах проводиться поступово знизу догори з встановленням цементних мостів після кожного освоєння, що дає приплив рідини або газу. Мости встановлюють, коли це необхідно для охорони надр.

Відбір проб проводиться після того як свердловина заповнена пластовою рідиною з однаковим складом по всьому стовбуру. Для цього використовують апарат Яковлева з невеликими желонками або глибинний пробовідбірник. Проби відбираються навпроти інтервалу перфорації або вище, але не більше як на 10-15 м.

Кількість відібраної води залежить від концентрації розчинених солей. Для повного аналізу слабо мінералізованої води достатньо 2–3 л; для визначення К, Br, I, Ba, Sr та інших елементів потрібно до 20 л води. Сірководневі води необхідно консервувати хлороформом (1–2 см³ на 1 л води).

У випадку відбору проб желонкою на місці відбору проби води визначаються рН, всі леткі і швидкоокиснювані компоненти – H_2S , NO_2 , Fe, а також радіоактивність. Кількість відібраного газу повинно бути не менше 1 л.

Для визначення властивостей нафт у пластових умовах проби відбираються глибинним пробовідбірником. Для проведення елементарного аналізу і фракційної перегонки в лабораторних умовах необхідно відбирати пробу об'ємом не менше 3 л.

Для технічного аналізу проба відбирається після встановлення дебітів нафти і промислової цінності горизонту.

У процесі виконання гідродинамічних досліджень шляхом безпосередніх вимірів на свердловинах визначають: пластовий тиск, пластову температуру, вибійний тиск, вибійну температуру, буферний тиск, затрубний тиск, дебіти: нафти, газу і води, газовий фактор, рівень рідини у свердловині (динамічний і статичний).

На основі одержаної інформації визначають: коефіцієнт продуктивності, гідропровідність пластів, п'єзопровідність пластів, проникність пластів, радіус привибійної зони, ефективну товщину пласта, динамічну в'язкість рідини.

8.4.5. Завершення будівництва свердловин

На пошукових і розвідувальних свердловинах, які виконали своє призначення або не виконали в силу тих чи інших причин, необхідно провести відновні операції для завершення їх будівництва і подальшого використання.

Пошукові і розвідувальні свердловини, що виконали своє призначення, можуть бути:

- а) передані в експлуатацію, якщо вони розкрили промислові горизонти;
- б) законсервовані, якщо вони розкрили горизонти, що не відповідають кондиціям, або відсутнє промислове обладнання для вводу свердловини в експлуатацію;
- в) передані під спостереження як п'єзометричні, якщо вони розкрили такі частини розрізу, на яких необхідно проводити постійні дослідження;
- г) ліквідовані.

У свердловинах, які підлягають ліквідації, може витягуватись обсадна колона вище зацементованої частини в тому випадку, якщо це допускається згідно з вимогами охорони надр. Ліквідовані свердловини заповнюються до устя важким буровим розчином, встановлюються цементні мости згідно із спеціально розробленою інструкцією, а устя обладнуються ліквідаційними тумбами.

У випадку закінчення буріння свердловини без обсадки, що допускається при дотриманні правил охорони надр, така свердловина при ліквідації заливається буровим розчином.

До числа свердловин, що частково не виконали свого призначення, насамперед відносяться ті, які при доведенні до проектної глибини не розкрили наміченого горизонту. Для таких свердловин у випадку технічної

можливості складається додатковий проект для буріння їх до наміченого горизонту. При відсутності такої можливості свердловину ліквідується як така, що не виконала свого призначення.

Продуктивні свердловини передаються промислу згідно з актом. До акту додається екземпляр всіх документів, зібраних в процесі буріння. Якщо промисел ще не збудовано, то свердловина ставиться в консервацію. Акт консервації узгоджується з територіальною гірничотехнічною та іншими інспекціями і затверджується відповідними організаціями.

На ліквідацію свердловин складається акт, який також узгоджується з територіальними спеціалізованими інспекціями і затверджується відповідними організаціями. До акта ліквідації додаються опис розрізу, каротажні діаграми, довідки про вартість, акт випробування, закриття устя та інші необхідні документи.

Питання для самоперевірки

1. *Охарактеризуйте основні завдання, які вирішуються різними видами геологічної зйомки.*
2. *Наведіть основні геологічні завдання, які вирішуються дистанційними методами.*
3. *Польові геофізичні методи та їхні завдання.*
4. *Прямі геофізичні методи пошуків скупчень вуглеводнів.*
5. *Які види геохімічних досліджень використовуються при нафтогазопошукових роботах?*
6. *Охарактеризуйте методи газового каротажу та його ефективність.*
7. *Які категорії свердловин використовуються при геологорозвідувальних роботах?*
8. *Які геологічні фактори впливають на вибір конструкції свердловин?*
9. *Перечисліть документи, які складаються при бурінні свердловин.*
10. *Який обов'язковий комплекс геофізичних досліджень проводиться у пошукових і розвідувальних свердловинах?*
11. *Що впливає на зміну фільтраційних властивостей продуктивних пластів у навіколосвердловинній зоні?*
12. *Наведіть основні функції геолога при проведенні робіт з розкриття продуктивних пластів та їх освоєння.*
13. *Розкрийте суть гідродинамічних досліджень продуктивних горизонтів на усталеному і неусталеному режимах.*
14. *Окресліть завершальні операції після будівництва свердловини.*

Розділ 9. Етапи і стадії геологорозвідувальних робіт на нафту і газ

Геолого-розвідувальні роботи на нафту і газ (ГРР) складаються з трьох послідовних етапів – регіонального (прогнозування), пошукового і розвідувального, кожен з яких поділяють на дві стадії. Схему стадійності пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ наведено в табл. 9.1.

Таблиця 9.1

Етапи і стадії геолого-розвідувальних робіт

Етапи	Стадії	Об'єкти досліджень	Основні завдання
1. Регіональний (прогнозування)	Прогноз нафтогазоносності	Осадкові басейни та їхні частини	Оцінка перспектив нафтогазоносності
	Виокремлення та оцінка нафтогазоносних зон і районів	Нафтогазоперспективні зони та райони	Вибір площ для пошукового буріння
2. Пошуковий	Виявлення і підготовка об'єктів (структур) до пошукового буріння	Геологічні структури (площі)	Вибір об'єктів для пошукового буріння
	Пошук родовищ (покладів)	Пастки вуглеводнів	Визначення параметрів продуктивних пластів. Оцінка запасів відкритих покладів вуглеводнів
3. Розвідувальний	Оцінка родовищ (покладів)	Відкриті родовища (поклади)	Уточнення параметрів. Підрахунок запасів. Вибір поверхів розвідки
	Підготовка родовищ (покладів) до розробки	Родовища (поклади) з промисловими запасами	Уточнення підрахункових параметрів і запасів. Довивчення покладів у процесі дослідно-промислової розробки

На регіональному етапі (етапі прогнозування) проводять роботи у значних за площею невивчених і слабо вивчених регіонах або їх частинах, а також пошуки скупчень вуглеводнів у глибокозалягаючих маловивчених частинах розрізу.

На стадії прогнозу нафтогазоносності вивчають літолого-стратиграфічні комплекси розрізу, виділяють структурні поверхи, основні етапи тектонічного розвитку території і здійснюють тектонічне районування, що дає змогу виявити нафтогазоперспективні зони і горизонти.

На стадії оцінки зон нафтогазоносності уточнюють нафтогазогеологічне районування, виявляючи найбільші тектонічні структури, з якими можуть пов'язуватися поклади вуглеводнів, а також оцінюють перспективи нафтогазоносності, вибираючи райони і першочергові об'єкти (регіональні пастки) для проведення пошукових робіт.

На пошуковому етапі геологічно обґрунтовують виконання пошукових робіт на нафту і газ на виявленій перспективній території в межах окремих геологічних структур. Пошуковий етап поділяють на *дві стадії*. На *першій стадії* виявляють умови залягання і параметри перспективних пластів, вибирають першочергові об'єкти – локальні структури (антикліналі, куполи), серед яких намічають черговість підготовки до пошукового буріння. Найбільш підготовленими до буріння вважають структури, які за даними польових геофізичних досліджень досить чітко визначені у розмірах та будові. Великими вважають структури площею 50-100 км² і більше, середніми – 10-50, дрібними – до 10 км². При цьому у першу чергу досліджують структури, ресурси яких перевищують запаси середнього у районі родовища.

На *другій стадії* проводять деталізацію виявлених перспективних об'єктів; визначення послідовності їхнього введення в пошукове буріння; кількісну оцінку вуглеводнів на об'єктах, підготовлених до пошукового буріння; вибір місць закладення пошукових свердловин.

На стадії пошуку родовищ (покладів) основною метою є відкриття скупчень (родовищ) вуглеводнів або виявлення нових покладів у невивченій частині розрізу в межах розвіданого родовища. До комплексу завдань, що мають вирішуватися на цій стадії, входять: виявлення продуктивних пластів-колекторів, перекритих покришками; визначення параметрів пластів; випробування та дослідження продуктивних горизонтів і свердловин; одержання промислових припливів нафти і газу; визначення колекторних властивостей пластів і фізико-хімічних властивостей флюїдів (нафти, газу, конденсату, води); оцінка запасів вуглеводнів відкритих покладів; вибір об'єкту для проведення деталізації та оцінки.

Розвідувальний етап є завершальним при геологорозвідувальних роботах на нафту і газ. Мета цих робіт – оцінка відкритих родовищ нафти і газу та підготовка їх до розробки.

На першій стадії розвідки (оцінка родовищ або покладів) визначають параметри покладів і родовищ для встановлення їхньої промислової значущості, підраховують запаси вуглеводнів окремих покладів і родовищ, визначають об'єкти і поверхи розвідки, готують об'єкти до розвідки і встановлюють черговість дослідно-промислової розробки.

На наступній стадії розвідки (підготовка родовищ або покладів до розробки) основними завданнями є: визначення геометричних розмірів покладів вуглеводнів; оцінка вірогідності значень колекторних властивостей продуктивних пластів і основних параметрів для розрахунку запасів вуглеводнів і складання технологічної схеми дослідно-промислової розробки або схеми розробки; підрахунок запасів вуглеводнів і визначення коефіцієнта нафто-, газо- та конденсатовіддачі; підготовка до вивчення покладів і родовищ у процесі розробки.

Геологорозвідувальний процес на нафту і газ здійснюється за спеціальними проектами, складеними окремо для кожного етапу – регіонального, пошукового і розвідувального.

9.1. Регіональний етап

Регіональні роботи на нафту і газ проводяться переважно на недосліджених чи недостатньо вивчених територіях (акваторіях) або на нижніх структурних поверхах регіонів, які добре вивчені по верхніх структурних поверхах.

Регіональні роботи передують безпосередньо пошукам нафти і газу та здійснюються шляхом застосування комплексу геолого-геофізичних досліджень і буріння опорних і параметричних свердловин.

Метою регіональних ГРР є вивчення загальних рис і закономірностей геологічної будови осадових басейнів, оцінка перспектив їх нафтогазоносності і встановлення першочергових районів, зон та об'єктів для постановки пошукових робіт на нафту і газ.

Геологічні завдання регіональних досліджень визначаються: а) обсягом накопиченої інформації про геологічну будову і нафтогазоносність регіону; б) черговими завданнями пошуків у даному регіоні; в) його геологічною будовою і географо-економічними умовами; г) масштабами об'єкта вивчення.

В процесі проведення регіональних робіт на нафту і газ передбачається вирішення таких основних **завдань**:

- виявлення і встановлення контурів розповсюдження перспективних зон та оцінку їх прогнозних ресурсів за категорією D_2 ;
- виявлення в цих зонах об'єктів з оцінкою прогнозних ресурсів категорії D_1 ;
- підготовка виявлених об'єктів до глибокого буріння та оцінка їх перспективних ресурсів категорії C_3 ;
- попередня геолого-економічна оцінка (ГЕО-3) виявлених і підготовлених об'єктів з метою визначення економічної доцільності проведення на них пошукових робіт та їх черговості.

У процесі аналізу й узагальнення даних регіональних досліджень повинні бути розроблені й рекомендовані для подальших пошукових робіт:

- а) історико-геологічна і тектонічна моделі дослідженої території або акваторії;
- б) прогноз нафто- і газонасності з оцінкою прогнозних ресурсів нафти і газу різних стратиграфічних підрозділів, структурних поверхів і тектонічних зон;
- в) першочергові, тобто найбільш перспективні і технічно реальні напрями пошукових робіт;
- г) можливий перспективний економічний ефект реалізації цих напрямів, тобто передбачувані розміри зростання запасів нафти або газу та обсягів їх видобутку;
- д) склад ефективного в даних геологічних умовах комплексу пошукових робіт.

Регіональний етап складається з двох стадій: 1) прогнозування нафтогазоносності та 2) виділення і оцінка нафтогазоносних зон і районів.

9.1.1. Прогнозування регіональної нафтогазоносності

При вивченні особливостей будови перспективних або нафтогазоносних територій, платформ і крайових прогинів важливе значення має з'ясування основних рис рельєфу поверхні фундаменту.

Спеціальні геофізичні роботи з вивчення глибинної будови земної кори. Вони здійснюються шляхом сейсмічного простежування поверхні “базальтового” шару кори (глибина залягання поверхні Конрада 20–25 км) і поверхні мантиї (глибина залягання поверхні Мохоровичича 30–70 км). Дані цих досліджень використовуються для історико-геологічних реконструкцій, інтерпретації гравітаційного і магнітного полів з пошуковою метою.

Товщина осадового покриву в нафтогазоносних регіонах змінюється в широких межах від 1,5–2 км до 10–15 і навіть 20 км. У складі потужного осадового покриву, зазвичай, виділяється ряд тектонічних або структурних поверхів з незбіжними структурними планами і навіть різними типами деформації пластів. Особливо чітко структурна поверховість осадового виповнення фіксується в областях і зонах глибоких прогинів, де бувають розвинуті потужні соленосні товщі (Дніпровсько-Донецька, Прип'ятська, Амудар'їнська, Прикаспійська, Примексиканська западини).

Вивчення структурних планів і визначення типів деформацій осадової товщі, що вміщує і контролює поклади нафти і газу, – найважливіше завдання регіональних досліджень, що визначає характер пошукових робіт. Перевага при цьому надається вивченню тих структурних поверхів, що знаходяться в інтервалі доступних для буріння глибин.

Друга група завдань регіональних досліджень — вивчення геологічного і гідрогеологічного розрізів території. Ці завдання вирішуються за допомогою буріння опорних і параметричних свердловин, а також шляхом вивчення природних виходів пластів у гірських районах, якщо вони оточують нафтогазоносні басейни.

Опорні та параметричні свердловини проектується на підставі загальних геологічних і геофізичних даних і прийнятої робочої гіпотези про будову району на найперспективніших відповідно до цієї гіпотези площах. В окремих випадках проводиться буріння параметричних свердловин по профілю або системі профілів.

Окрім польових, регіональні дослідження складаються також і з камеральних робіт.

Типовий комплекс регіональних робіт на цій стадії:

- площові сейсмічні дослідження масштабів 1:50 000 – 1:200 000, сейсмічні роботи за системою опорних профільних перетинів; аеромагнітну, гравіметричну зйомки масштабу 1:200 000 – 1:100 000 і електророзвідку в різних модифікаціях;

- дешифрування матеріалів аерофото- і космічних зйомок різного рівня генералізації;

- геологічна і гідрогеологічна зйомки масштабів 1:200 000 – 1:100 000;

– аналіз пробурених та проектування нових параметричних свердловин.

За результатами проведених робіт і узагальнення матеріалів складається звіт про геологічні результати та оцінку прогнозних ресурсів, що включає:

- 1) оглядову карту;
- 2) карту геолого-геофізичної вивченості;
- 3) тектонічну карту;
- 4) структурні карти з основних структурних поверхів і ярусів;
- 5) схему розташування проектних профілів і свердловин;
- 6) геолого-геофізичні розрізи свердловин, а також прогнозні розрізи;
- 7) кореляційні схеми розрізів свердловин, нафтогазоносних і прогнозних комплексів;
- 8) геологічні профілі, сейсмогеологічні, часові та інші розрізи;
- 9) карту перспектив нафтогазоносності і розподілу щільності початкових потенційних і прогнозних ресурсів ВВ в межах території досліджень.

У підсумку регіональних досліджень створюються:

- а) історико-геологічна і тектонічна моделі дослідженої території або акваторії;
- б) проводиться оцінка прогнозних ресурсів нафти і газу різних стратиграфічних підрозділів, структурних поверхів і тектонічних зон (категорія D₂);
- в) визначаються першочергові, тобто найбільш перспективні і технічно реальні напрями пошукових робіт;
- г) підраховується можливий економічний ефект від реалізації цих завдань, зокрема передбачувані розміри зростання запасів та обсягу видобутку нафти або газу на найближчі роки та у перспективі;
- д) розробляється ефективний у даних геологічних умовах комплекс пошукових робіт.

9.1.2. Виокремлення та оцінка нафтогазоносних зон і районів

На цій стадії обґрунтовується вибір перспективних зон і районів для подальших пошукових геолого-геофізичних досліджень.

Регіональні роботи на цій стадії включають:

- площові сейсмічні дослідження масштабів 1:200 000 – 1:50 000, сейсмічні роботи за системою опорних профільних перетинів; аеромагнітну, гравіметричну зйомки масштабів 1:100 000 – 1:50 000 і електророзвідку в різних модифікаціях;
- дешифрування матеріалів аерофото- і космічних зйомок різного рівня генералізації;
- геологічну, гідрогеологічну зйомки масштабів 1:100 000 – 1:50 000 та інші види досліджень;
- буріння опорних і параметричних свердловин.

За результатами проведених робіт і узагальнення матеріалів складаються звіти про геологічні результати та оцінку прогнозних ресурсів. До звіту додаються:

- 1) оглядова карта;
- 2) карта геолого-геофізичної вивченості;
- 3) тектонічна карта;
- 4) структурні карти з основних структурних поверхів і ярусів;
- 5) схема розташування профілів і свердловин (карта фактичного матеріалу) на геологічній і структурній основі;
- 6) геолого-геофізичні розрізи свердловин, а також прогнозні розрізи;
- 7) кореляційні схеми розрізів свердловин, нафтогазоносних і прогнозних комплексів, горизонтів і пластів та результатів їх випробування;
- 8) геологічні профілі, сейсмогеологічні, часові та інші розрізи;
- 9) карта перспектив нафтогазоносності і розподілу щільності початкових потенційних і прогнозних ресурсів ВВ з виділенням зон і районів для першочергового вивчення (прогнозна карта);
- 10) звіти про результати буріння опорних і параметричних свердловин.

Виділення та прогнозна оцінка нафтогазоносних зон і районів є основою для визначення перспективних для пошуків площ. В межах цих площ подальшими пошуковими роботами виявляються нафтогазоносні об'єкти (структури) зі скупченнями вуглеводнів.

В процесі проведення регіональних робіт на нафту і газ передбачається вирішення таких основних завдань:

- виявлення контурів розповсюдження перспективних зон і районів та оцінка їх прогнозних ресурсів за категоріями D_2 (з недоведеною нафтогазоносністю) та D_1 (з доведеною нафтогазоносністю);
- визначення площ з підрахунком перспективних ресурсів (категорія C_3) для пошукових робіт;
- підготовка місць для закладання глибоких свердловин.

Визначення пошукових площ здійснюється як на нових перспективних територіях, так і в районах із установленою промисловою нафтогазоносністю. В першому випадку воно повністю базується на уявленнях про їхню геологічну будову і можливий характер нафтогазоносності. Тому такі площі, перш за все, виділяють в межах можливих зон регіонального нафтогазонагромадження.

9.2. Пошуковий етап

Метою пошукових робіт є виявлення родовищ нафти і газу або покладів на раніше відкритих родовищах з оцінкою їх запасів за категоріями C_2 і частково C_1 та вибір першочергових об'єктів для розвідки.

Це досягається вирішенням таких задач:

- встановлення у розрізі колекторів і покришок з визначенням їх геолого-геофізичних параметрів;

- виділення і випробовування нафтогазонасичених пластів;
- одержання промислових припливів нафти і газу;
- визначення властивостей флюїдів і фільтраційно-ємнісних характеристик пластів;
- оцінка запасів відкритих покладів за категоріями C_2 і частково C_1 (в радіусі дренажу свердловини);
- вибір об'єктів для проведення деталізаційних геофізичних і оцінювальних бурових робіт;
- уточнення геологічної будови пасток.

Пошуковий етап включає дві стадії: 1) виявлення і підготовка об'єктів (структур) до пошукового буріння; 2) пошук родовищ (покладів).

9.2.1. Виявлення і підготовка об'єктів (структур) до пошукового буріння

У нафтогазовидобувних районах виявлення нових структур ґрунтується не лише на даних попередніх регіональних досліджень, але і на матеріалах аналізу пошуків, розвідки та розробки відомих родовищ нафти і газу.

В практиці робіт використовується 2 види пошуків та картування локальних об'єктів (структур):

- *прямі пошуки об'єктів*, тобто картування структур за геологічними або геофізичними маркувальними горизонтами (реперами), що розташовані безпосередньо в продуктивній товщі;
- *опосередковані (непрямі) пошуки об'єктів*, тобто картування структур за маркувальними горизонтами, які розміщені в відкладах, що перекривають або підстилають продуктивну товщу.

Прямі пошуки об'єктів більш ефективні і забезпечують найбільш раціональне розміщення свердловин. Вони є доцільними при пошуках похованих структур, рифогенних та ерозійних виступів, пасток літологічного та стратиграфічного типів – коли пастки не мають прямого відображення у відкладах, що перекривають або підстилають колекторську товщу. Опосередковані пошуки об'єктів є ефективними лише за високої ймовірності співпадіння структурних планів різних горизонтів розрізу.

Типовий комплекс робіт, що виконуються на стадії виявлення об'єктів (структур), містить:

- площові сейсмічні дослідження масштабу 1:50 000;
- буріння параметричних свердловин;
- граві-, магніто- та електророзвідку в різних модифікаціях масштабу 1:50 000;
- спеціальні дослідження з прогнозування геологічного розрізу;
- прямі пошуки з метою виявлення об'єктів та аномалій типу покладу (АТП);
- геохімічні дослідження.

За результатами робіт представляються звіти, до яких додаються:

- оглядова карта району робіт;

- карта геолого-геофізичної вивченості;
- схема розташування профілів, фактичних точок спостережень та окремих свердловин;
- зведений геолого-геофізичний розріз площі робіт;
- геологічні, сейсмогеологічні, геоелектричні та інші розрізи;
- геолого-геофізичні розрізи свердловин з виділенням маркувальних, опорних і продуктивних горизонтів;
- структурні схеми (карти) цільових горизонтів з виділенням першочергових об'єктів для проведення детальних робіт;
- карти зіставлення результатів всіх видів геолого-геофізичних робіт;
- інформаційна карта з обліку виявлених нафтогазоперспективних структур і об'єктів АТП.

Ця стадія є дуже важливою в геологорозвідувальному процесі, оскільки на ній створюється фонд перспективних локальних об'єктів і оцінюються їхні ресурси для вибору і визначення черговості введення їх у пошукове буріння. Вона визначає темпи пошуків нових родовищ нафти і газу і кінцеві геолого-економічні результати освоєння регіону в цілому. На цей вид робіт витрачаються значні кошти – приблизно 75 % загальних витрат на нафтогазову польову геофізику.

Головна роль у виявленні і підготовці пасток належить геофізичним методам (до 90 % всіх об'єктів), з яких переважну роль відіграють сейсмічні дослідження (до 85 %).

Щільність спостережень на підготовлених структурах визначається:

а) для структур, підготовлених сейсморозвідкою – співвідношенням протяжності профілів (у км) у контурі підготовленої структури до її площі (у км²) і вимірюється в км/км²;

б) для структур, підготовлених структурним бурінням – співвідношенням кількості свердловин, які розкрили маркувальний горизонт, до площі структури в км² і вимірюється в св./км².

Для структур, підготовлених сейсморозвідкою, використовується поняття інформативна щільність спостережень. При її визначенні враховується протяжність лише тих ділянок сейсмічних профілів, на яких задовільно зареєстровані відбиття від досліджуваного (цільового) “горизонту”. У складних сейсмологічних умовах до комплексу робіт включається структурне або параметричне буріння. Значне місце на даній стадії відводиться прямим геофізичним і геохімічним методам пошуків нафти і газу, тобто спеціалізованим роботам і дослідженням з прогнозу геологічного розрізу і виявленню аномалій типу “поклад” (АТП) – аномальних ефектів у геофізичних полях, що обумовлені нафтогазонасиченням порід.

Найконтрастніші АТП пов'язані з газовими покладами значної (20–50 м і більше) висоти. Нафтові поклади, звичайно, викликають менший ефект. Слід мати на увазі, що АТП відображає сумарний ефект впливу нафтогазових покладів і літологічних особливостей порід в об'ємі пастки і носить умовний характер.

Типовий комплекс робіт з визначення і підготовки пасток до пошукового буріння включає:

- детальну сейсморозвідку масштабу 1:50 000 і 1:25 000;
- спеціальні роботи та дослідження з прогнозування геологічного розрізу й прямих пошуків для підготовки АТП;
- структурне буріння;
- детальну електророзвідку, високоточну гравірозвідку масштабу 1:50 000 і 1:25 000 (додаткові роботи).

За результатами робіт складаються звіти, до яких додаються:

- оглядова карта;
- карти геолого-геофізичної вивченості;
- схема розташування профілів, фізичних точок спостережень і свердловин;
- зведений геолого-геофізичний розріз площі робіт;
- геолого-геофізичні розрізи свердловин з виділенням продуктивних, маркуючих та опорних горизонтів;
- структурні карти по вивчених цільових горизонтах в масштабі зйомки з нанесенням місця розташування проектних свердловин, що рекомендуються до буріння;
- карти якості сейсмічних матеріалів на структурній основі;
- карти АТП, сумісні із структурними картами продуктивних чи близьких до них горизонтів, на яких наведені значення параметрів АТП, контури очікуваних покладів і місцеположення свердловин, що рекомендуються до буріння;
- вертикальні розрізи об'єктів АТП із виділенням очікуваних покладів;
- прогнозні геолого-геофізичні розрізи, що характеризують літологічний склад і товщини відкладів;
- паспорт підготовленого об'єкта (АТП) до глибокого буріння.

Проводиться експертна оцінка нафтогазоносності пасток з визначенням перспективних ресурсів вуглеводнів категорії С₃ а також ГЕО-3 доцільності проведення пошукових робіт. Об'єкт включається до державного фонду структур (пасток), підготовлених до пошукового буріння (фонд нафтогазоперспективних об'єктів).

Фонд нафтогазоперспективних об'єктів утворюють об'єкти, які після проведення відповідних геологопошукових робіт і їх належного оформлення, включені у відповідну форму щорічної статистичної звітності.

Облік нафтогазоперспективних об'єктів, враховуючи їхній стан вивченості та види ГРР, проводиться за трьома основними групами:

- *виявлені* нафтогазоперспективні об'єкти;
- нафтогазоперспективні об'єкти, *підготовлені до буріння* (пошукового чи параметричного);
- нафтогазоперспективні об'єкти, на яких *проводяться бурові роботи* (параметричне чи структурно-пошукове, чи пошуково-розвідувальне буріння або ДПР).

Отже, необхідно чітко розмежовувати поняття про *виявлений та підготовлений нафтогазоперспективний об'єкт (структуру)*.

Виявлена нафтогазоперспективна структура або об'єкт АТП – це геологічний об'єкт в нафтогазоперспективних відкладах, наявність і контури якого підтверджені яким-небудь геологічним або геофізичним методом. Виявлений об'єкт, зазвичай, розташований в межах нафтогазоносних та перспективних територій, має окреслені контури, встановлений тип пастки (пасток), головні екранувальні елементи та глибини залягання цільового горизонту.

Результати геолого-геофізичної вивченості виявлених об'єктів повинні бути достатніми для:

- висновку щодо наявності самого об'єкта;
- оцінки локальних прогнозних ресурсів категорії $D_{1\text{лок}}$;
- інтегральної оцінки якості геолого-геофізичної вивченості виявленого об'єкта;
- складання проектної документації на подальшу підготовку об'єкта для проведення геолого-геофізичних робіт.

Оцінка прогнозних ресурсів категорії D_1 здійснюється одним із двох методів: об'ємним або порівняльних геологічних аналогій – доведених чи статистичних.

Оцінка ресурсів об'ємним методом застосовується для категорії D_1 , тільки за наявності поблизу родовища-аналога чи групи таких родовищ. При цьому використовується схема розрахунків перспективних ресурсів категорії C_3 .

За результатами оцінки прогнозних ресурсів, а саме, коли їх величина перевищує нижню межу розрахункового значення рентабельної величини запасів одного родовища, приймається рішення про включення виявленого об'єкта до фонду нафтогазоперспективних об'єктів.

Із наявного фонду виявлених пасток вибираються найбільш перспективні для підготовки їх до пошукового буріння.

Підготовлена до пошукового буріння нафтогазоперспективна структура або об'єкт АТП – це геологічний об'єкт, для якого складені структурні карти маркувального горизонту, що дозволяє прогнозувати просторове положення покладу та забезпечує можливість закладання пошукових свердловин і визначення їх глибини.

Отже, пастка вважається підготовленою до пошукового буріння, якщо вона відповідає таким умовам:

- розташована в межах території з встановленою промисловою нафтогазоносністю;
- морфологія її вивчена згідно з базовим перспективним горизонтом;
- встановлено її тип та основні параметри, а також просторове положення головних екранних елементів;
- оцінені перспективні ресурси і вони є достатніми;

– визначені оптимальні геологічні умови для закладання перших пошукових свердловин.

Об'єктом, *підготовленим до параметричного буріння*, вважається:

– перспективна пастка, яка за ступенем вивченості геолого-геофізичними роботами відповідає вимогам до об'єктів, підготовлених до пошукового буріння, але розташована за межами району, або вимогам до об'єктів із встановленою промисловою нафтогазоносністю;

– перспективна пастка, яка за ступенем геолого-геофізичної вивченості відповідає вимогам до об'єктів, підготовлених до пошукового буріння, але не має аналогів серед родовищ;

– площа, яка за комплексом виконаних геолого-геофізичних робіт і ступенем вивченості частково відповідає вимогам до об'єктів, підготовлених до пошукового буріння, але перспективи нафтогазоносності якої не з'ясовані.

Роботи на стадії підготовки пасток проводяться у такій послідовності:

а) польові геолого-геофізичні дослідження та обробка їх матеріалів;

б) інтерпретація результатів геолого-геофізичних досліджень та паспортизація підготовленого об'єкта;

в) локальний прогноз нафтогазоносності підготовленого об'єкта;

г) оцінка його перспективних ресурсів.

Підсумковим документом для підготовленого об'єкта є *спеціальний паспорт*, в якому наводиться вся наявна на дату складання геолого-економічна інформація, необхідна для обґрунтування введення об'єкта в пошукове або параметричне буріння. Основні відомості, які заносяться в паспорт для характеристики підготовленого нафтогазоносного об'єкта, такі:

– місцезнаходження об'єкта, належність його до геотектонічного елементу, нафтогазоносної провінції, області, зони;

– найменування організацій і партій, що виявили й підготували об'єкт, метод підготовки, масштаб і терміни робіт;

– види та обсяги проведених геофізичних, геохімічних і геологічних робіт при виявленні й підготовці об'єкту, щільність мережі структурного буріння, геофізичних профілів тощо;

– індекси та вік горизонтів, за якими підготовлено об'єкт;

– модель (за морфологічними й генетичними ознаками) і стислий опис об'єкта (форма, розміри, співвідношення структурних поверхів, амплітуди, площі, визначальні екранувальні елементи, розривні порушення тощо);

– вік, товщина і глибина залягання можливих продуктивних горизонтів, їх літологія;

– оцінка прогнозних (категорії D₁) і перспективних (категорії C₃) ресурсів (окремо для нафти і газу);

– витрати на виявлення та підготовку об'єкта (включно з регіональними, пошуковими і детальними роботами всіх видів);

– рекомендації щодо подальших робіт (кількість, категорія, місцеположення і проектна глибина свердловин, черговість їх буріння, завдання щодо уточнення геолого-сейсмічної будови об'єкта) тощо.

До паспорта нафтогазоперспективного об'єкта додаються такі графічні матеріали:

- оглядова дрібномасштабна карта з нанесенням місцеположення об'єкта;
- структурні карти основних горизонтів всіх структурних поверхів масштабу 1:25 000 або 1:50 000 з свердловинними і геофізичними профілями, і точками закладання рекомендованих свердловин;
- карти ізоліній окремих чи комплексних параметрів масштабів 1:25 000 або 1:50 000;
- часові розрізи;
- геологічні розрізи відкладів з виділенням реперних і перспективних горизонтів;
- сейсмогеологічні або геологічні профільні розрізи через рекомендовані під буріння свердловини;
- карта якості сейсмічного матеріалу;
- карти геологічної зйомки, електророзвідки, магніторозвідки, гравірозвідки та інші, використані для характеристики об'єкта;
- швидкісна модель об'єкта (за можливістю);
- діаграма прогнозованої моделі пасток (для неантиклінальних та комбінованих).

На основі паспорта підготовленого об'єкта та відповідних зональних прогнозів здійснюється локальний прогноз нафтогазоносності об'єкта.

9.2.2. Пошук родовищ (покладів)

Обґрунтуванням для проведення робіт цієї стадії є позитивна оцінка перспектив нафтогазоносності підготовленого об'єкта за сукупністю геолого-геофізичних досліджень.

Типовий комплекс робіт на цій стадії містить:

- буріння і випробовування пошукових свердловин;
- геохімічні, гідрогеологічні та інші види дослідження свердловин;
- геофізичні дослідження свердловин;
- відбір керн, шлам, проб води, нафти, газу та їх лабораторне вивчення;
- деталізаційна свердловинна і наземна (морська) сейморозвідка;
- спеціалізовані роботи і дослідження для прогнозування геологічного розрізу і положення контурів покладів.

Стадія пошуку родовищ завершується одержанням першого промислового припливу нафти чи газу або обґрунтуванням безперспективності досліджуваного об'єкта.

За результатами робіт на стадії пошуків родовищ нафти і газу складається проект розвідки і проводиться оцінка запасів за категоріями C_2 і C_1 , а у випадку негативного результату – звіт з обґрунтуванням безперспективності об'єкта.

Безперспективність об'єкта може бути зумовлена відсутністю пастки, несприятливим літологічним складом відкладів, відсутністю колекторів, їхньою обводненістю тощо.

Пошукові роботи можуть бути тимчасово призупинені або законсервовані при необхідності:

- проведення додаткових геофізичних досліджень на пастці;
- застосування нових технічних засобів і методів;
- концентрації робіт на інших, більш важливих об'єктах.

В останніх двох випадках структури переводяться у фонд законсервованих.

9.2.3. Методика пошукового буріння

Вибір точок закладання пошукових свердловин є дуже відповідальним, оскільки тільки пошукове буріння дає однозначну і остаточну відповідь на принципове питання існування у надрах промислових покладів вуглеводнів, що визначає подальший розвиток робіт.

Методика пошукового буріння – це сукупність принципів його проведення, систем пошуків, розбурювання, схем розміщення свердловин, їхньої кількості і послідовності буріння, а також порядку випробування перспективних горизонтів.

Основними факторами, які визначають методику пошукового буріння, є:

- а) геологічні умови;
- б) ступінь геологічної вивченості нафтогазоносної зони і положення в ній пошукового об'єкта.

Недооцінка хоча би одного із цих факторів може привести до невиправданих втрат метражу й часу на пошукове буріння.

З погляду на вибір методики нафтогазопошукові об'єкти за складністю геологічної будови поділяються на дві групи: *простої і складної будови*.

При цьому до пошукових об'єктів ***простої будови*** належать структури для яких характерно:

- наявність симетричних антиклінальних складок;
- збіжність структурних планів різних стратиграфічних комплексів;
- наявність надійних реперів в розрізі;
- відсутність диз'юнктивної порушеності;
- відсутність неструктурних пасток;
- незначна мінливість колекторських властивостей продуктивних горизонтів.

Під ***системою розміщення свердловин*** розуміють положення точок розташування свердловин на перспективній або нафтогазоносній площі та послідовність їхнього буріння, що забезпечує достовірне й ефективне вирішення геологорозвідувальних завдань у конкретних геологічних умовах.

Визначальною умовою для обґрунтування закладання пошукових і розвідувальних свердловин є вибір ***“пріоритетної” точки***, тобто такої точки

пастки, в якій буріння свердловини дозволить однозначно доказати або наявність скопчення вуглеводнів, або оцінити масштаби відкриття, або встановити безперспективність площі у відношенні нафтогазоносності.

“Пріоритетними” точками для різних типів пасток є:

- склепінні частини;
- ділянки найменш вираженого замикання пастки, що визначають можливість збереження покладу та його можливу висоту;
- ділянки, прилеглі до зон екранування;
- ділянки глибинного зміщення склепіння складки;
- зони розвитку міжфазових контактів тощо.

При проектуванні і закладанні пошукових свердловин на локальному об’єкті слід дотримуватись таких основних принципів:

1) кількість пошукових свердловин має бути **мінімально необхідною**. Аналіз ефективності пошукового буріння показує, що в багатьох випадках для вирішення пошукових задач недостатньо буріння однієї свердловини. Статистика свідчить, що за 15 років спостережень першою свердловиною відкрито 59 % родовищ, першими двома – 77 %, першими трьома – 89 %. Решта 11 % родовищ, на відкриття яких витрачено більше 30 % загальної кількості пошукових свердловин, незначні за запасами і тому тільки 10 % з них вводиться в промислову розробку. На основі цього прийнято рішення, що на пошуковому об’єкті згідно з планом і проектом пошукового буріння допускається закладання не більше 3-х свердловин;

2) перша пошукова свердловина закладається в **оптимальних структурних умовах**, тобто в межах гіпсометрично найвищої частини структури; при неможливості закладання її в такому місці із-за наземних умов допускається зміщення таким чином, щоб вона не опинилась за межами очікуваного контуру покладу;

3) під **системою пошуків** покладів розуміють послідовність виявлення промислової нафтогазоносності покладів в розрізі перспективних відкладів локальної структури. Існують дві системи пошуків:

а) *знизу догори*; при цій системі перспективні горизонти вивчають послідовно, починаючи від самого глибокого. Використовується ця система на перспективних площах з недоказаною промисловою нафтогазоносністю;

б) *зверху донизу*; застосовується при пошуках нових покладів в більш глибоких горизонтах в межах уже відомих родовищ;

4) під **системою буріння** (розбурювання) пошукових свердловин розуміють кількість і послідовність їх буріння. При цьому розрізняють:

а) *поодинокі (послідовні)* буріння, що передбачає розбурювання площі одним верстатом, що дозволяє, використовуючи одержану геолого-геофізичну інформацію, обґрунтовано вибирати пункти закладання наступних свердловин.

У випадку негативних результатів на площі система буріння поодиноких свердловин дозволить зробити висновок про припинення пошуків без зайвих витрат.

б) *групове (паралельне)* буріння кількома верстатами одночасно або майже одночасно. При такій системі прискорюються темпи відкриття родовищ, проте зростає і кількість зайвих та геологічно невдалих пошукових свердловин.

Групове закладання свердловин доцільно застосовувати в складних геологічних умовах при незбіжності структурних планів, наявності несклепінних типів покладів, тектонічної порушеності.

5) пошукові свердловини буряться переважно до **глибин залягання перспективних горизонтів**, а при великій товщині осадового чохла – до максимальної технічно досяжної глибини;

б) виділення **залежних і незалежних свердловин**. Незалежні свердловини бурять в першу чергу згідно з проектною точкою закладання, обґрунтовану матеріалами геолого-геофізичних досліджень, які підготували нафтогазоперспективний об'єкт до пошукового буріння. У разі необхідності (при невдалих результатах буріння незалежної пошукової свердловини) закладають до буріння залежну свердловину, розташування якої намічається за результатами буріння незалежної свердловини на цьому ж об'єкті;

7) обґрунтування доцільності ведення пошуків окремо для різних частин розрізу, тобто **поверхами**.

Така методика застосовується:

- при значному неспівпадінні структурних планів глибинних та верхніх частин розрізу;

- при значному діапазоні нафтогазоносності, коли глибини залягання перспективних горизонтів різко відрізняються;

- у випадку, коли верхня частина розрізу вміщує унікальні поклади нафти або газу, що мають велике економічне значення і потребують швидшого введення в розробку.

8) рішення про введення площі в пошукове буріння приймається при **наявності проекту** пошукового буріння;

9) основні методичні прийоми закладання пошукових свердловин:

а) закладання **однієї пошукової свердловини**:

- у склепіннях брахіантиклінальних і куполоподібних структур;

- на припіднятих ділянках блоків перспективної площі, розбитої тектонічними порушеннями;

б) закладання **двох незалежних пошукових свердловин** практикується:

- на малоамплітудних структурах в центральній частині очікуваного склепіння і в зоні найбільш слабо вираженого замикання, яке визначає можливість збереження покладу і його висоту (метод **“критичного напрямку”**);

– на багатокупольних підняттях в склепінні найбільш значного і гіпсометрично високого куполу і в міжкупольній зоні, що визначає ступінь заповненості всієї структури (метод “**критичного напрямку**”);

– в умовах незбіжності структурних планів в склепіннях антиклінальної складки по верхньому і нижньому горизонтах.

У цьому випадку другу свердловину бурять здебільшого на лінії, яка проходить нахрест простягання складки на її більш похилому крилі, тобто в напрямку можливого зміщення склепіння, яке називається “**принциповим напрямком**”;

в) закладання профілю із трьох незалежних пошукових свердловин доцільно:

– нахрест простягання брахіантіклінальних структур;
– уздовж довгої осі витягнутих антиклінальних складок;
– діагонально до простягання вузьких лінійно витягнутих складок при умові недостатньої інформації про зміщення структури з глибиною;

– за трикутною системою (зигзаг-профіль) в напрямку регіонального занурення і уздовж простягання пластів при пошуках рукавоподібних, дельтових, барових та інших літологічних покладів нафти і газу;

10) при наявності різкої невідповідності структурних планів різних стратиграфічних комплексів і особливо між тими горизонтами, де очікуються поклади, свердловини необхідно розташовувати так, щоби кожна пробурена свердловина, розкривала перспективні горизонти різних структурних поверхів;

11) при виборі точок розташування пошукових і розвідувальних свердловин необхідно враховувати й окупність буріння цих свердловин. У зв’язки з цим заслуговує на увагу виявлена закономірність “склепінного ефекту”, яка полягає в зональному розподілі пористості та щільності піщаних порід усередині складчастих структур.

Вибір точок закладання свердловин базується на об’ємному уявленні про будову очікуваного в надрах покладу вуглеводнів.

Верхня межа покладу визначається формою поверхні покрівлі можливого перспективного горизонту. **Нижня межа** покладу контролюється гіпсометричним положенням контурів нафтогазоносності. Вони визначаються за результатами сейсморозвідки в масштабі, як правило, 1:50 000, рідше 1:25 000.

Значно більші труднощі виникають при прогнозуванні до початку пошукового буріння нижньої межі покладів вуглеводнів, якою у більшості випадків є поверхня ВНК або ГВК.

Ступінь заповнення нафтою і газом різнотипних пасток у відповідному продуктивному комплексі характеризується **коефіцієнтом заповнення пасток** ($K_{з.п.}$). Його значення переважно вираховується за співвідношенням висот покладу ($H_{покл}$) і пастки ($H_{паст}$) базисного горизонту за формулою

$$K_{з.п.} = H_{покл} / H_{паст} \quad (9.1)$$

При зіставленні вказаних карт за якісним прогнозом продуктивності може бути виділено 3 типи пасток:

1) перспективні, де покрівля продуктивного горизонту (звичайно по сейсмічній структурній карті) залягає вище поверхні регіонального положення ВНК і ступінь заповнення пастки вуглеводнів може бути визначена кількісно;

2) неперспективні, в яких покрівля продуктивного горизонту значно нижче поверхні ВНК;

3) пастки з неясною оцінкою продуктивності, де покрівля продуктивного горизонту залягає не більше ніж на 50 м вище або нижче поверхні контакту (тобто на величину точності побудованих карт).

Для різних за типом нафтогазових пасток рекомендується раціональна система розташування пошукових свердловин.

1. Закладання пошукових свердловин на антиклінальних пастках. В цю групу об'єднані пастки, що приурочені до куполоподібних, брахіантиклінальних і лінійно витягнутих антиклінальних складок, а також до багатокупольних піднять з покладами пластового, склепінного і масивного типів.

1.1. На достовірно підготовлених до пошукового буріння антиклінальних і брахіантиклінальних складках для відкриття покладів склепінного типу достатньо буріння однієї свердловини в найбільш оптимальній частині структури – склепінні.

1.2. При розбурюванні структур з недостатньо з'ясованим розрізом для розкриття і випробовування перспективних горизонтів не можна обмежитись бурінням лише однієї свердловини в склепінні.

1.3. В районах з доведеною регіональною продуктивністю горизонтів пошукового поверху при високій надійності підготовлених до пошукового буріння структур і значень $K_{з.п.}$, близьких до 1, допускається одночасне буріння декількох (але не більше трьох) пошукових свердловин в склепінній частині структури.

1.4. На вузьких, лінійно витягнутих складках пошукове буріння доцільно здійснювати або поздовжнім профілем, або діагональним профілем із 3 свердловин.

1.5. Куполоподібні складки слід пошукувати трьома свердловинами, розташованими на радіальних профілях. Перша свердловина буриться в склепінній структурі, наступні закладаються на двох профілях трьохпроменевої системи (приблизно через 120° по колу).

1.6. Пошуки на багатокупольних структурах, в яких можуть бути виявлені великі пластові поклади з єдиним контуром, здійснюються шляхом випереджувального буріння свердловин за методом “критичного напрямку” на ділянках, що визначають ступінь заповнення всієї пастки.

Для багатокупольних піднять, що складаються із декількох локальних структур, поклади яких можуть мати єдиний контур, “критичними напрямками” є міжкупольні ділянки (зони “повного заповнення всіх куполів”)

і можливі ділянки замикання підняття в цілому (зони “максимального заповнення пастки”).

Перша свердловина закладається на найбільш значному і гіпсометрично високому куполі. При відкритті нею пластових покладів нафти або газу другу свердловину закладають в сідловині між куполами – в “зоні повного заповнення всіх куполів”, з метою в'ясування ступеня самостійності відкритого покладу і його висоти.

Третю свердловину задають на ділянці розкриття пастки в межах ізогіпси, що охоплює все підняття – в “зоні максимального заповнення пастки”. Якщо друга свердловина виявиться законтурною (дасть воду), подальші пошуки проводять на кожному куполі окремо.

1.7. В районах із *складною геологічною будовою* і в умовах низької вирішувальної спроможності геофізичних методів розвідки, коли характер і направлення зміщення склепінь невідомі, опошукування брахіантиклінальних складок слід здійснювати за трикутною системою (склепіння – крило – перикліналь).

1.8. Головним при пошукуванні *малоамплітудних антиклінальних пасток* є доказ їх замкнутості, тобто випереджувальне буріння в тих точках (ділянках), які характеризують як збереження очікуваних покладів нафти і газу або відсутність пастки, так і ступінь її заповненості вуглеводнями. Такими елементами можуть бути слабо виражені крила і периклінальні закінчення антиклінальних складок. Розбурювати такі структури на стадії пошуків необхідно за методом “критичного напрямку”, тобто одночасно закладаючи дві пошукові свердловини – одну в зоні очікуваного склепіння, а другу – в зоні найбільш слабо вираженого замикання пастки.

1.9. На *антиклінальних пастках, ускладнених тектонічними порушеннями* з незначною амплітудою, яка менша за товщину продуктивного горизонту (поклад не розбитий на окремі самостійні блоки), система розташування пошукових свердловин аналогічна системі розташування свердловин для непорушених антикліналей.

Якщо встановлено наявність *підкиду*, вказані раніше завдання пошуків вирішуються бурінням однієї пошукової свердловини, яка перетинає поверхню підкиду в зоні перекриття в плані контурів склепінних ділянок верхнього і нижнього блоків, що забезпечить розкриття перспективного горизонту як у припіднятому, так і в опущеному блоках структури.

Для визначення оптимального місцеположення пошукових свердловин за основу можна вибрати положення так званих ***опорних ліній***.

Так, для склепінних тектонічно екранованих скидом покладів опорними лініями є: вісь складки і лінії паралельні проекціям слідів перетину покрівлі пласта у скинутій і підкинутій частинах з площиною порушення, що проходить на відстані в півтора рази більше відстані між експлуатаційними свердловинами, прийнятій для даного нафтогазоносного району. Пошукові свердловини закладаються на перетині опорних ліній в кожному блоці.

На складках, що розбиті серією тектонічних порушень на ряд блоків, доцільно закладати поодинокі пошукові свердловини в окремих ізольованих блоках, причому перша свердловина закладається в найбільш припіднятому блоці.

1.10. На *асиметричних антиклінальних складках*, де передбачається невідповідність структурних планів різних горизонтів, використовується принцип закладання пошукових свердловин в “принциповому” напрямку. У такому випадку доцільно одночасно забурити дві пошукові свердловини: першу в склепінні структури, а другу – в напрямку можливого зміщення склепіння.

2. Закладання пошукових свердловин на пастках тектонічно екранованого типу. Цей тип пасток широко розповсюджений в районах розвитку диз’юнктивних порушень, в зонах солянокупольної тектоніки. Тектонічні порушення, звичайно, створюють пастку в комбінації з іншими структурними формами.

Якщо тектонічно екрановані поклади контролюються більш значним структурним елементом, наприклад, брахіантикліналлю або соляним куполом, то вони, як правило, виявляються попутно при пошуках інших типів покладів.

3. Закладання пошукових свердловин на неантиклінальних пастках. До групи неантиклінальних відносяться такі основні типи пасток:

а) *літологічно екрановані:*

- пастки виклинювання (фестоноподібні);
- пастки фаціальних заміщень на регіональних структурних елементах, на крилах і перикліналях локальних структур;

б) *літологічно обмежені*, приурочені до:

- піщаних утворень русел і дельт палеорічок;
- прибережних валів;
- піщаних лінз;

в) *стратиграфічно екрановані:*

- у пластах-колекторах, зрізаних поверхнею незгідності;
- ерозійно-останцеві.

Пов’язані з такими пастками поклади досить широко розповсюджені в осадовому чохла і іноді вміщують значні запаси нафти і газу.

У зонах регіонального виклинювання порід-колекторів, а також при пошуках *рукавоподібних* (шнуркових), дельтових, барових та інших літологічних покладів може виявитись успішним використання методу зигзагопрофільного буріння в напрямках як регіонального занурення порід, так і їхнього простягання.

Якщо колонковими свердловинами, що розташовані на профілі, заданому навхрест простягання похованої долини, буде простежений ерозійний вріз в товщу відкладених раніше порід, то буріння пошукових свердловин необхідно проектувати на подальшому зануренні пластів. Першу свердловину слід закладати на продовженні похованої долини. Наступну пошукову свердловину необхідно закладати на значному віддаленні на

північний схід від першої з таким розрахунком, щоби виявити зону авандельти.

Стратиграфічно екрановані пастки утворюються там, де пласт-колектор незгідно перекривається більш молодими непроникними відкладами, а зрізані пласти ускладнені структурними вигинами. В таких випадках створюються сприятливі умови для утворення покладів.

Пошукові свердловини бурять на профілі вхрест простягання очікуваних зон зрізання. Першу свердловину закладають в головній частині, а наступні – послідовно в напрямку падіння пластів або вздовж зони зрізання.

Пошуки стратиграфічних покладів на крилах і перикліналях структур, у виступах давнього рельєфу, а також кільцевих покладів проводиться здебільшого попутно з пошуками пластових склепінних покладів. Для оконтурення їх може знадобитись буріння свердловин за межами структури. В цих випадках свердловини слід розташовувати послідовно від головної частини в напрямку занурення пластів

4. Закладання пошукових свердловин на рифових пастках визначається морфологією рифового тіла, його співвідношенням з прилягаючими фаціями і розподілом порід-колекторів та дійсних покришок. Пошуки скупчень нафти і газу в *конусоподібних, округлих в плані рифах невеликих розмірів*, що характеризуються високою щільністю запасів на одиницю площі, доцільно проводити бурінням однієї багатостовбурної свердловини в склепінній частині.

Пошуки покладів, приурочених до *гостровершинних вигнутих рифів* (підковоподібних), слід здійснювати шляхом буріння 1–2 незалежних багатостовбурних пошукових свердловин, які закладаються на гребені рифової пастки. На *округлих або злегка подовжених з крутими схилами і плоскими вершинами (столоподібні рифи)* і *атолоподібних з кільцеподібним розповсюдженням біогермних різновидів* рекомендується закладання двох радіальних профілів “трюхпроменевої системи” свердловин.

Якщо перша пошукова свердловина попадає в зарифову зону, то наступна зміщується в сторону відкритого моря. Якщо першою пошуковою свердловиною розкриті передрифові відклади, то наступну закладають ближче до берегової лінії.

5. Закладання пошукових свердловин на солянокупольних структурах. У районах розвитку солянокупольної тектоніки родовища, як правило є багатопокладними і вміщують поклади різних типів (рис. 9.1).

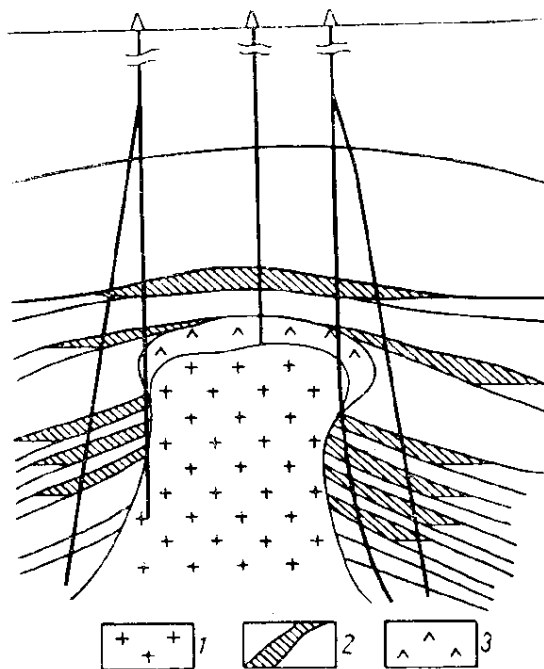


Рис. 9.1. Схема розташування свердловин на солянокупольних пастках
1 – соляний купол; 2 – прогнозований поклад; 3 – карніз із ангідрито-гіпсових відкладів (кепрок)

При пошуках покладів, приурочених до прорваних соляних куполів, свердловини часто розташовують на радіальних профілях.

Перші свердловини розміщують на різних боках соляного ядра. При необхідності нарощують профілі залежними пошуковими свердловинами за падінням перспективних пластів.

Найбільш перспективними є поховані соляні куполи, які проривають тільки частину осадової товщі. Над ними можуть бути виявлені пластові склепінні, здебільшого тектонічно порушені поклади; в приконтактних частинах соляного штоку слід чекати наявності літологічних, а на периферії куполів – тектонічно і стратиграфічно екранованих покладів. В деяких випадках чолові частини таких покладів бувають перекриті виступами солі (карнізи) або ангідрито-гіпсових відкладів (кепрок). Тому пошукове буріння повинно плануватись з урахуванням різнотипного характеру покладів.

Особливо ефективні результати можуть дати свердловини, які проходять паралельно схилу соляного штоку і розкривають ряд продуктивних горизонтів.

Геологічна ефективність пошукового буріння звичайно визначається двома найбільш відомими в практиці робіт кількісними показниками достовірності геологічного прогнозу – *коефіцієнтом успішності пошуків* і *коефіцієнтом успішності свердловин*.

Коефіцієнт успішності пошуків (промислових відкриттів) $K_{усп}$ відображається відношенням кількості продуктивних пасток ($N_{пр.п.}$) до загальної кількості введених в пошуки структур ($N_{стр}$) в районі:

$$K_{усп.} = N_{пр.п.} / N_{стр} \quad (9.2)$$

Цей показник дає в цілому уявлення про правильність вибору напрямлень пошуків у даному регіоні. Аналіз статистичних даних показує, що сучасна величина цього коефіцієнта в країні становить не більше 30–33 %. Іншими словами, майже 70 % пошукованих площ виводяться із пошуків з негативними результатами.

Коефіцієнт успішності свердловин $K_{ус.св.}$ являє собою співвідношення кількості продуктивних свердловин ($n_{пр.св.}$) до загальної їх кількості, що пробурені на площі ($n_{св.}$):

$$K_{ус.св.} = n_{пр.св.} / n_{св.} \quad (9.3)$$

Цей коефіцієнт оцінює раціональність вибраної системи розташування пошукових і розвідувальних свердловин та їх оптимальні кількості в межах пастки певного генетичного типу. В останні роки він має тенденцію зросту, але не перевищує в середньому по країні 20 %.

9.3. Розвідувальний етап

Розвідка нафтового і газового родовища – це процес геолого-промислового обстеження відкритих при пошуках скупчень нафти і газу.

Згідно з чинними нормативними документами **метою** розвідувальних робіт є встановлення і підрахунок розвіданих запасів вуглеводнів у кількості, необхідній для промислової розробки, визначення всіх параметрів для складання проекту розробки, а також дорозвідка недостатньо вивчених ділянок (блоків) родовищ, що знаходяться в розробці. У відповідності із вирішуваними завданнями розвідувальний етап поділяється на дві стадії:

- 1) оцінка та підготовка родовищ (покладів) до розробки;
- 2) дорозвідка родовищ.

У процесі розвідки створюється геолого-промислова модель родовища для підрахунку розвіданих запасів нафти і газу та проектування розробки покладів. Під час розвідувальних робіт проводиться:

- визначення кількості, типів, форми, положення в просторі і стратиграфічної приуроченості покладів нафти і газу;
- геометризація виявлених покладів;
- дослідження природних режимів покладів;
- встановлення фізико-хімічних характеристик флюїдів і продуктивних горизонтів;
- деталізація геологічної будови родовища;
- геолого-економічна оцінка розвіданих запасів.

9.3.1 Методика розвідки покладів нафти і газу

Основні принципи розвідки

Методика розвідки нафтових і газових родовищ (або окремих покладів) базується на чотирьох основних принципах, що визначають:

- цільове призначення і раціональні межі розвідки;
- стадійність проведення геологорозвідувального процесу;
- вибір систем розміщення розвідувальних свердловин;
- ефективне проведення розвідувальних робіт.

Під **системою розвідки** розуміється просторова сукупність свердловин і порядок їх буріння, що забезпечують одержання геологічної інформації, необхідної для підрахунку запасів нафти і газу та підготовки родовища (покладу) до розробки. Системи розвідки вибирають із врахуванням типів родовищ, покладів, темпів розвідки і освоєння запасів та багатьох інших геологічних і технологічних факторів.

Система розвідки окремого покладу – це є схема розташування на площі нафтогазоносності свердловин, двох видів: ущільнювальна і повзуча.

Ущільнювальна система, що спочатку охоплює всю прогнозну площу покладу, ущільнюється поодинокими свердловинами, завдяки подальшому бурінню свердловин, що розташовуються між ними. Вона найчастіше застосовується для розвідки пластових і масивних покладів, пов'язаних із склепінними підняттями.

Ущільнювальна система забезпечує прискорений процес розвідки покладу в цілому, але в той же час характеризується великим ризиком одержання непродуктивних свердловин, особливо на початковій стадії вивчення родовища.

Повзуча система розвідки характеризується поступовим охопленням площі покладу свердловинами з відстанями, що не потребують наступного ущільнення. Вона традиційно застосовується для розвідки таких типів покладів, форма і розміри яких мало пов'язані із структурними умовами за принципом “від відомого до невідомого”.

Застосування повзучої системи дозволяє звести до мінімуму число законтурних і непродуктивних свердловин, але суттєво подовжує терміни розвідки, оскільки при цьому кожен наступну свердловину закладають в залежності від результатів буріння попередньої. При такій системі уявлення про весь поклад в цілому може бути одержано тільки після завершення розвідки.

Слід розрізняти такі різновиди повзучої системи розвідки:

- а) що формуються під впливом складних геологічних умов залягання скупчень нафти і газу;
- б) що використовуються при розвідці простих типів покладів в складних фізико-географічних умовах (наприклад, на морі в районі шельфу).

Кожна із систем розвідки реалізується через певну **систему розміщення свердловин**, під якою розуміють порядок розташування свердловин на нафтогазоносній площі і послідовність їхнього буріння, що

забезпечує достовірне і ефективне вирішення геологорозвідувальних завдань в конкретних геологічних умовах.

Система розміщення свердловин визначається геометричними характеристиками мережі свердловин, найважливішими з яких є орієнтування розвідувальних ліній (вертикальних перерізів родовища), а також форма і розміри елементарних площадок (блоків) між ними.

Під **раціональною системою** розміщення свердловин слід розуміти таку систему, яка на покладі даного типу забезпечить найбільш швидке одержання всіх необхідних параметрів з потрібною надійністю і при мінімальних витратах.

Найчастіше застосовують:

- 1) **профільну** систему, при якій свердловини розташовуються на одній прямій (інколи ламаній) лінії.
- 2) **мережеву** систему, коли свердловини розташовані в межах площі в кутах якої-небудь геометричної фігури (трикутника, квадрата, прямокутника);
- 3) **кільцеву** систему, при якій свердловини розташовуються по колу або декількома концентричними колами;
- 4) систему **поодиноких** розвідувальних свердловин, коли є необхідність закласти одну свердловину або дві-три, незалежних одна від одної.

Основними різновидами систем розміщення свердловин при розвідці є профільна і мережева.

Вибір системи розміщення свердловин в кожному конкретному випадку визначається характером будови покладів та мінливістю їхніх властивостей.

Системи розташування свердловин при розвідці можуть бути такими ж, як при пошуковому бурінні (успадкованими), але можуть і відрізнятися від них. В цих випадках і пошукові, і розвідувальні свердловини розміщуються на профілях, які взаємно доповнюють один одного.

Будь-яка система розміщення свердловин характеризується різною **регулярністю**, тобто рівномірністю відстаней між свердловинами на різних ділянках покладу. Рівномірні системи застосовують при розвідці покладів, для яких не існує закономірностей зміни товщини та інших властивостей колекторів.

Система розташування свердловин буде **раціональною**, якщо для покладу даного типу забезпечити найбільш швидке одержання всієї необхідної інформації для підрахунку запасів і проектування розробки з потрібною надійністю при мінімальних витратах.

Основним принципом розвідки є **принцип рівномірності або рівнопредставництва**, що визначає геологічне дослідження як спосіб вивчення складної системи з метою застосування ефективною системи розвідки. Рівномірність – це постійність, що характеризує об'єкт в якому-небудь відношенні на всьому його протязі, у всіх частинах. Рівномірні системи спостережень широко використовуються для вирішення багатьох геологічних завдань. При цьому система називається ще і **регулярною**, якщо точки утворюють який-небудь вид мережі (квадратної, трикутної тощо). Як показали

дослідження, регулярна мережа в такому її розумінні є найбільш ефективною при вирішенні цілої низки геологічних завдань: виявлення об'єктів, опис закономірностей частини поля, опис мінливості поля тощо.

Регулярні мережі широко застосовуються в практиці геолого-геофізичних досліджень, оскільки це дозволяє спростити і певним чином стандартизувати наступні обчислювальні процедури.

Існують різні прийоми вибору точок закладання розвідувальних свердловин. Серед них:

1) **На поперечному профілі (навхрест простягання структури** – є найбільш розповсюдженою, особливо в початковий період розвідувального етапу. Якщо пошукова свердловина виявилась продуктивна в склепінній частині антиклінальної складки, то свердловини розміщують на лінії, що проходить навхрест простягання структури через пошукову свердловину.

2) **Система паралельних профілів** – низка паралельних профілів, орієнтованих навхрест простягання структури (іноді під деяким кутом). Спочатку розбурюють генеральний профіль із 3–4 свердловини навхрест простягання структури через склепіння з пошуковою свердловиною, яка відкрила поклад (рис. 9.2).

Наступні профілі із 2–3 свердловин закладаються паралельно до першого з віддаленням в сторону перикліналей.

3) **“Хрест” пошуково-розвідувальних свердловин** – класична система закладання свердловин (рис. 9.3). При такій системі 5 свердловин розташовуються на двох профілях у взаємно перпендикулярних напрямках поперек і повздовж структури за такою схемою: першу свердловину закладають в склепінній частині структури в точці перетину профілів, дві свердловини – на крилах і дві свердловини – на перикліналях.

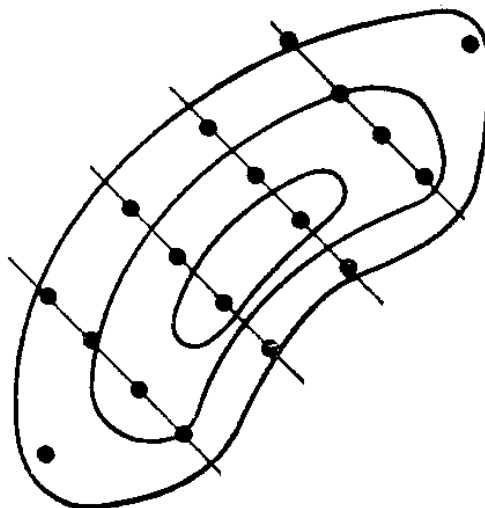


Рис. 9.2. Схема розташування свердловин на паралельних поперечних профілях

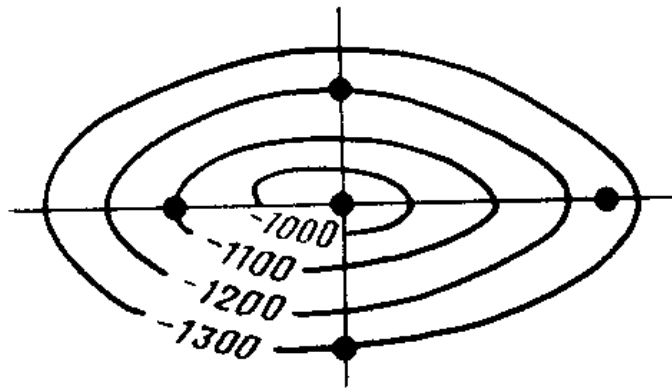


Рис. 9.3. Схема розташування свердловин “хрестом”

Практика пошуково-розвідувальних робіт показує, що “хрест” із п’яти свердловин залишається одним із найбільш раціональних і універсальних способів розташування свердловин для оцінки виявлених родовищ.

На невеликих покладах така система може бути достатньою для підготовки родовища до розробки.

4) Закладання свердловин уздовж довгої осі структур застосовується при розбурюванні подовжених антиклінальних складок.

5) Закладання свердловин на діагональних профілях (під гострим кутом до довгої осі) дає інформацію як про крилові, так і про периклінальні частини складки, а також дозволяє визначити напрям можливого зміщення склепіння з глибиною (рис. 9.4).

6) Закладання свердловин на радіальних профілях найчастіше застосовуються для приконтатних покладів вуглеводнів, пов’язаних з діпірами (соляні купола, грязьові вулкани, глинистий діпір). При цьому свердловини буряться на профілях, що радіально розходяться від зовнішньої межі ядра діпіру до периферії, причому перші з них закладаються в безпосередній близькості від нього (рис. 9.5).

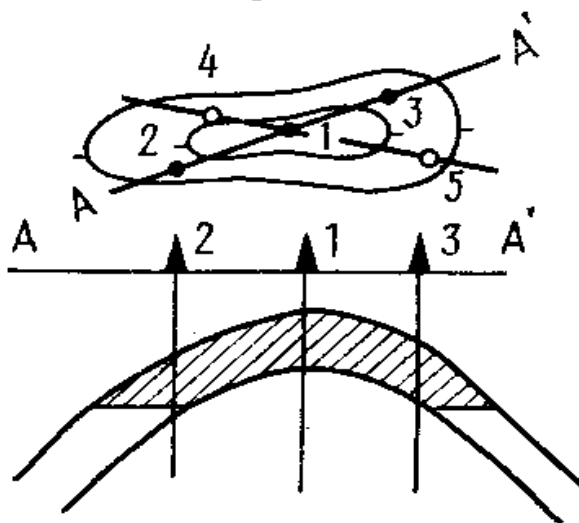


Рис. 9.4. Схема розташування свердловин при розвідці нафтового покладу діагональними профілями

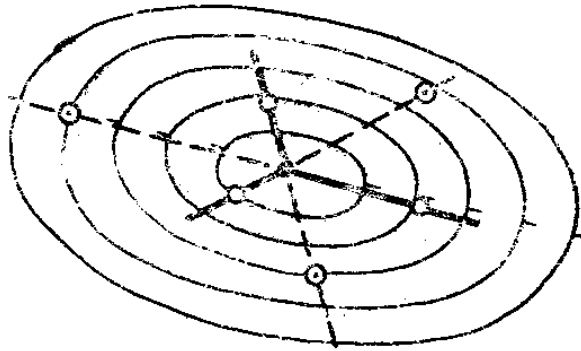


Рис. 9.5. Схема розташування свердловин при розвідці нафтового покладу радіальними профілями

7) Закладання розвідувальних свердловин за методом “крок буріння” забезпечує вибір точок закладання свердловин для визначення флюїдоконтактів у покладах нафти і газу пластового склепінного типу першими свердловинами. Розглянемо цей метод на такому прикладі (рис. 9.6).

Якщо пошукова свердловина 1 пробурена в склепінні і розкрила на повну товщину продуктивний пласт товщиною h , то це дозволяє впевнено робити висновок про наявність покладу в присклепінній частині складки, обмеженого знизу поверхнею достовірного існування покладу (поверхня АВ). Цю поверхню проводять горизонтально через найнижчу точку, в якій установлена наявність нафти або газу. Наступну свердловину закладають на профілі (поперечному або поздовжньому) в точці перетину лінії поверхні достовірного існування покладу із покрівлею пласта в точці А або В. Вона дає інформацію про поклад в просторі між поверхнями достовірності, встановленими в першій і новопробуреній свердловині. Решту свердловин закладають за аналогічною методикою до установлення ВНК або ГВК.

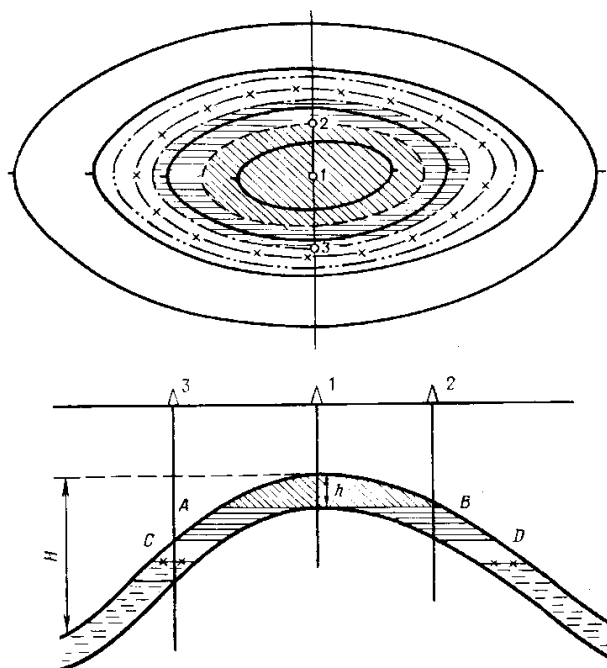


Рис. 9.6. Схема розташування свердловин при розвідці нафтового покладу за методом “крок буріння”

8) *Закладання розвідувальних свердловин за показниками питомої висоти покладу* для визначення ВНК (ГВК) можна закладати виходячи, із загальної товщини продуктивного горизонту з урахуванням його насиченості (рис. 9.7). Під *питомою висотою покладу* v_n розуміється відношення висоти відкритого покладу $h_{\text{покл.}}$ пластового склепінного типу до загальної товщини продуктивного горизонту $H_{\text{пл.}}$, яке характеризує ступінь заповнення пастки вуглеводнями.

$$v_n = \frac{h_{\text{покл.}}}{H_{\text{пл.}}} \quad (9.5)$$

За величиною цього показника розрізняють три типи покладів.

За малої питомої висоти покладу (рис. 9.7 а) (неповнопластовий поклад) пошукова свердловина в склепінній частині пастки установлює положення контакту; розрахунковий зовнішній контур покладу визначається перетином контакту із покрівлею пласта. Оцінка таких покладів проводиться бурінням 2–3 свердловин за трипроменевою системою.

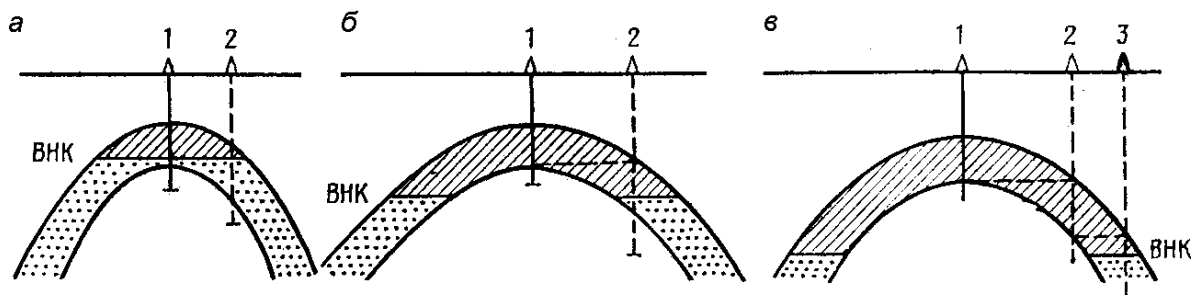


Рис. 9.7. Схема розташування свердловин при розвідці нафтового покладу за методом питомої висоти покладу

Першою розбурюється центральна ділянка, в межах якої закладають по одній свердловині на протилежних крилах складки. Дві інші свердловини бурять на крайових ділянках.

9) *Закладання розвідувальних свердловин за методом “клина”* передбачається за наявності покладу літологічного типу, пов’язаного з моноклінальним пластом (рис. 9.8).

Якщо в одній із свердловин (№ 1) уже встановлена промислова нафтогазоносність, то на відстані 300–500 м з обох боків від неї за простяганням монокліналі, тобто перпендикулярно до очікуваного положення осі “затоки”, закладають дві нові свердловини (2 і 3). Нову свердловину 4 розташовують на 1 км нижче за падінням пласта.

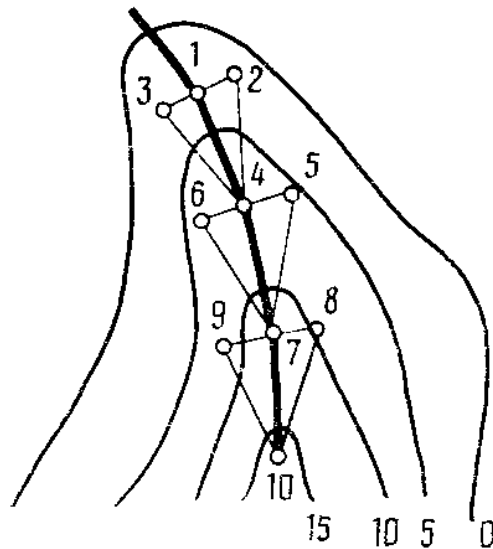


Рис. 9.8 – Схема розташування свердловин при розвідці нафтового покладу за методом “клина”

10) Закладання розвідувальних свердловин за системою «розвідувального трикутника» застосовують при наявності на площі продуктивної пошукової свердловини. Тоді наступні дві свердловини задають на рівній відстані від першої, у вершинах трикутника. В подальшому свердловини бурять за рівномірною трикутною мережею в шаховому порядку. Кожну нову свердловину закладають у вершині рівностороннього трикутника, у двох кутах якого були розташовані продуктивні свердловини. Відстань між свердловинами вибирають кратними відстаням в мережі майбутніх експлуатаційних свердловин.

9.3.2. Підготовка родовищ до розробки

Підготовка родовищ до розробки здійснюється в процесі детальної розвідки.

Детальна розвідка. Об’єктами проведення робіт на даній підстадії є нафтові та газові родовища (поклади), що мають промислове значення. *Метою* підстадії є підготовка родовища до розробки з вивченням характеристик родовища (покладів) для складання технологічної схеми розробки родовища нафти або проекту дослідно-промислової розробки родовища газу. На цій підстадії проводиться детальна геометризація покладів і уточнення комплексу параметрів для підрахунку запасів і проектування розробки (технологічної схеми), а також визначення просторової мінливості геолого-промислових параметрів по об’єктах (горизонтах) розробки.

Для досягнення цієї мети досліджуються:

- положення флюїдоконтактів (газ-нафта-вода);
- дебітів нафти, газу, конденсату, рідини;

- пластові тиски, тиски насичення і коефіцієнти продуктивності свердловин;
- гідродинамічні зв'язки покладів ВВ із законтурною областю;
- мінливості ємнісно-фільтраційних характеристик колекторів за площею і розрізом;
- мінливості фізико-хімічних властивостей флюїдів;
- характеристики, що визначають вибір методів інтенсифікації вилучення нафти і газу.

За результатами розвідувальних робіт цієї під стадії проводяться:

- підрахунок геологічних та видобувних запасів вуглеводнів, а також супутніх компонентів розвіданих і виявлених покладів (продуктивних горизонтів) за категоріями C_1 (звичайно 80 %) і C_2 ;
- захист запасів у ДКЗ України;
- систематизація геолого-геофізичних матеріалів, необхідних для складання технологічної схеми розробки родовищ нафти і проекту дослідно-промислової розробки родовищ газу.

В процесі розробки родовищ відбувається:

- дорозвідка покладів, що розробляються;
- розвідка другорядних горизонтів, куполів, блоків, ділянок родовища;
- перевод запасів у більш високі категорії;
- визначення ефективних методів вилучення вуглеводнів.

У залежності від ступеня вивченості нафтогазоносності, родовища можуть проводитися пошуки нових покладів, які залягають нижче, або на куполах чи ділянках (блоках), що прилягають до родовища в межах ліцензійної ділянки.

За результатами дорозвідки уточнюються розвідані запаси нафти і газу родовища в цілому, а також обсяги видобутку.

На багатопокладних родовищах в кінці розвідки може бути широкий набір різних категорій запасів в різних покладах, в тому числі значна частка запасів категорії C_2 .

Дорозвідка покладів в процесі розробки родовища – це вивчення покладів за результатами буріння в основному видобувних свердловин і меншою мірою – додаткових розвідувальних свердловин.

Розвідувальне буріння застосовується, насамперед, у тому випадку, коли площа нафтоносності виявляється більшою, ніж розвідана, або у випадку виявлення нових покладів (літологічно або тектонічно екранованих) за межами розвідувальної ділянки (структури).

На багатопокладних родовищах другорядні горизонти лише частково вивчають за даними розвідувальних свердловин, а переважно це роблять за даними свердловин для розробки.

Для виявлення покладів у частинах розрізу вище основних об'єктів, що розробляються, спочатку проводиться ревізія пробуреного фонду свердловин. Вона включає комплексний аналіз та інтерпретацію наявних матеріалів всіх

свердловин. В результаті у верхніх горизонтах виявляються ділянки із сприятливими структурними умовами і перспективні об'єкти для випробування. Така методика забезпечує високі економічні показники підготовки запасів верхніх горизонтів до розробки.

9.3.3. Дослідно-промислова розробка покладів (родовищ)

Для об'єктивної промислової оцінки відкритих родовищ необхідно передбачити їх пробну розробку.

Дослідно-промислова розробка (ДПР) – початковий період розробки нафтового (газового) родовища або його частини розвідувальними і випереджувальними (першими видобувними) свердловинами з метою одержання необхідної кількості інформації, що використовується для обґрунтування системи і показників промислової розробки та складання її технологічної схеми (проекту) та проекту облаштування промислу.

ДПР газонасного об'єкта розробки є прискореним методом освоєння родовищ, який передбачає припинення розвідувального буріння на більш ранній стадії розвідки (до затвердження запасів в ДКЗ) і введення родовища в експлуатацію на базі оперативної оцінки запасів газу з дорозвідкою покладів в процесі розробки родовища.

ДПР нафтового об'єкта розробки є сукупністю робіт, що поєднує пробну експлуатацію об'єкта з розробкою першочергової представницької його ділянки для одержання даних про особливості процесу нафтовилучення в промислових умовах, що необхідно для проектування розробки об'єкта в цілому.

В процесі ДПР встановлюють:

- межі продуктивності, оптимальні робочі дебіти, заходи для інтенсифікації припливів;
- характер зміни в часі пластових і устєвих тисків, а також депресій на пласт в залежності від відбору флюїдів;
- фільтраційні властивості продуктивних пластів, гідро- і газодинамічні зв'язки різних частин родовища із законтурною областю;
- режими покладів;
- умови і можливі шляхи прориву пластових вод (а для газонафтових покладів – і газу);
- поточні і можливі кінцеві коефіцієнти нафто- і газовилучення;
- можливості сумісної і суміснороздільної експлуатації;
- поведінку насиченого флюїдом колектору для оцінки допустимих депресій без зруйнування скелета породи;
- інтерференцію свердловин;
- раціональні способи експлуатації видобувних свердловин;
- можливі методи впливу на пласт з метою підвищення коефіцієнта вилучення нафти та інтенсифікації процесу розробки;
- експлуатаційні об'єкти, черговість їх введення в розробку.

Для вирішення вказаних завдань використовують геологічні, гідродинамічні, геофізичні і лабораторні методи досліджень.

ДПР здійснюється у відповідності з проектом на протязі 1–3 років. При плануванні термінів початку і закінчення ДПР, темпів розбурювання, обсягів видобутку нафти і газу, обсягів видів дослідницьких робіт враховуються як геолого-економічні фактори, так і технічна оснащеність підприємств. Невеликі нафтові родовища і більшість газових і газоконденсатних (при забезпеченні збору конденсату) родовищ можуть вводитись в ДПР одразу ж після завершення попередньої оцінки. Причому для невеликих газових родовищ, розробка яких може здійснюватися кількома свердловинами, проект ДПР з поточними корективами може бути і проектом розробки.

У процесі ДПР повинні бути одержані необхідні дані для підрахунку запасів нафти і газу об'ємним методом. Для основних газових покладів невеликих родовищ можуть бути підраховані запаси вільного газу і за методом падіння тиску, підготовлені зведені дані для складання технологічної схеми розробки.

Завдання ДПР вирішуються шляхом буріння і експлуатації розвідувальних і *випереджувальних експлуатаційних свердловин* при виконанні наміченої програми дослідницьких робіт. Розвідувальні свердловини в період ДПР закладаються з урахуванням імовірного розташування майбутніх експлуатаційних свердловин, а їх конструкції повинні відповідати вимогам експлуатації. Загальне число продуктивних розвідувальних і випереджувальних експлуатаційних свердловин не повинно перевищувати кількості свердловин, потрібних для раціональної розробки покладу. Ці свердловини буряться в період ДПР за рахунок обсягу експлуатаційного буріння і, окрім свого прямого призначення, виконують ті чи інші розвідувальні функції (відбір керна, промислово-геофізичні, гідродинамічні дослідження тощо).

Система розташування випереджувальних експлуатаційних свердловин повинна відповідати експлуатаційній мережі з урахуванням розвідувальних завдань. Найбільш розповсюджені два способи розташування ВЕС:

- а) за розрідженою мережею з охопленням всієї площі покладу;
- б) за мережею, передбаченою технологічною схемою розробки.

Цей спосіб застосовується переважно на нафтових покладах складної будови, які відрізняються зональним і переривчастим характером розповсюдження колекторів. Одночасно із бурінням ВЕС, на досліджуваних ділянках продовжується буріння розвідувальних свердловин, а також можуть бути проведені деталізаційні польові геофізичні роботи.

9.3.4. Оцінка родовищ (покладів)

Об'єктами проведення робіт на цій стадії є відкриті родовища (поклади).

Обсяги робіт і види досліджень, а також методика їх проведення визначаються проектом, складеним відповідно до вимог нормативних

документів, які регламентують розвідку, підрахунок запасів і проектування розробки родовищ нафти і газу, а для кожної свердловини – геолого-технічним нарядом.

Під час проведення робіт на стадії оцінки родовищ (покладів) оперативно виконується підрахунок розвіданих запасів родовища. За даними цих досліджень визначається ступінь його розвіданості. Паралельно проводиться:

- геолого-економічна оцінка розвіданих запасів ВВ, а також супутніх компонентів, ГЕО-1, затвердження кондицій родовища (покладів) в ДКЗ України;

- систематизація геолого-геофізичних матеріалів, що необхідні для складання технологічної схеми (або проекту) розробки родовища (покладу) нафти й газу, а також для вибору методів підвищення коефіцієнтів вилучення.

Підсумковими документами стадії оцінки родовищ (покладів) є:

- звіт з геолого-економічної оцінки запасів нафти, природного газу і конденсату та супутніх компонентів, який оформляється у відповідності з вимогами спеціальної інструкції ДКЗ України;

- техніко-економічне обґрунтування кондицій родовища (покладів), рентабельного видобутку ВВ та супутніх у них корисних компонентів.

Звіт за результатами розвідки повинен вміщувати такі основні графічні додатки:

- оглядову карту;
- початкові структурні карти за даними польової геофізики або структурного буріння;
- підсумкові структурні карти для кожного об'єкта розвідки;
- геолого-геофізичні розрізи всіх свердловин;
- зведений нормальний геолого-геофізичний розріз;
- геологічні профільні розрізи через пробурені свердловини;
- кореляційні профілі продуктивних пластів;
- схеми випробування кожного пласта (горизонту);
- карти сумарної ефективної і нафтонасиченої (газонасиченої) товщин;
- підрахункові плани з нанесенням положення пробурених свердловин.

У практиці проведення розвідувальних робіт на нафту і газ в цій стадії, звичайно, виділяється дві підстадії:

- 1) оцінка родовищ (попередня розвідка);
- 2) підготовка родовищ до розробки (детальна розвідка).

Попередня розвідка. Метою робіт на цій підстадії є встановлення основних характеристик родовищ для визначення їхньої промислової значущості з вирішенням таких задач:

- встановлення фазового стану вуглеводнів у покладах;
- вивчення фізико-хімічного складу і властивостей нафт, газів, конденсатів у пластових і поверхневих умовах та визначення їхніх товарних властивостей;
- встановлення фільтраційно-ємнісних характеристик колекторів;

- встановлення типу покладів (пластовий, масивний, склепінний, літологічний, стратиграфічний, тектонічно екранований тощо);
 - визначення ефективної товщини пластів;
 - встановлення коефіцієнтів продуктивності свердловин;
 - проведення попередньої геометризації покладів;
 - оцінка запасів за категоріями C_1 (приблизно 25–40 %) і C_2 ;
 - виділення базових покладів і поверхів розвідки;
 - встановлення промислової значущості відкритих покладів і їх поділ на промислові і непромислові;
 - вибір об'єктів для проведення дослідно-промислової розробки.
- За результатами робіт на підстаді оцінки родовищ проводиться:
- диференціація родовищ (покладів) на промислові (кондиційні) і непромислові (некондиційні);
 - виділення об'єктів (поверхів) розвідки для подальших детальних розвідувальних робіт;
 - обґрунтування оптимальної методики цих робіт.

9.4. Особливості пошуків та розвідки покладів вуглеводнів різних типів

Багатопокладні родовища в порівнянні з однопокладними характеризуються більшою концентрацією запасів на тих же площах через поєднання продуктивних та менш продуктивних покладів, що обумовлює необхідність врахування систем розвідки на різних геологічних поверхах.

Поверх розвідки – це частина розрізу родовища, яка складається із декількох нафтоносних або газоносних горизонтів, згрупованих для розвідки самостійною мережею свердловин.

Багатопокладні родовища поділяються на три групи.

а) зі зближеним у розрізі розташуванням невеликого числа покладів, приурочених найчастіше до одного літолого-стратиграфічного комплексу відкладів;

б) окремі поклади або невеликі групи близьких за глибиною залягання пластів, що відокремлені від інших груп покладів значними за товщиною проміжними товщами;

в) з великим (декілька сот метрів) діапазоном нафтогазоносності, в якому зосереджено до кількох десятків окремих покладів в продуктивних пластах, які перешаровуються з глинистими розділами порівняно невеликої товщини.

Розвідка родовищ *першої групи* здійснюється однією мережею свердловин і не відрізняється від розвідки однопокладного родовища.

При розвідці родовищ *другої групи* виділені поверхи можуть розвідуватись як одночасно, так і послідовно з різною черговістю в залежності від продуктивності тієї чи іншої пачки.

На родовищах *третьої групи*, що характеризуються потужним продуктивним розрізом (десятки покладів) при проектуванні розвідки

необхідно визначати як число розвідувальних поверхів, так і порядок їх розбурювання.

У районах з товщею осадових порід, що перевищують сучасні можливості буріння (5–7 км), поверхи розвідки виділяються в межах освоєння глибин.

У поверхах розвідки виділяються найпродуктивніші так звані *базисні горизонти*, які розглядаються як можливі основні об'єкти розробки. Базисний горизонт може знаходитись в будь-якій частині поверху розвідки.

Масивні поклади

Специфічними особливостями будови масивних покладів, які істотно впливають на методику пошуково-розвідувальних робіт, є:

1) форма і об'єм покладу контролюються положенням площин крил пастки і площини ВНК (ГВК), яка суцільно перетинає тіло колектору;

2) закономірна зміна ефективної площини пласта від максимальної в склепінні до нульової на контурі, що зумовлює нерівномірний розподіл запасів на площі (присклепінна частина займає близько половини площі і вміщує до 80 % запасів).

За трьома точками визначається положення крил структури в просторі; перетин крил дає осьову лінію і, таким чином, точне місцеположення склепіння. Окрім того, в шести точках покладу достовірно визначають положення ГВК або ВНК і, отож, основний параметр для проектування детальних розвідувальних робіт за принципом “на рівні об'єми запасів – рівне число свердловин” – розмір площі продуктивності. Це дозволяє орієнтовно оцінити запаси нафти і газу, оскільки чотирма із шести свердловин розкривається склепінна ділянка покладу, де зосереджені основні запаси. На базі одержаної інформації намічаються зони рівних об'ємів для раціонального розміщення свердловин для детальної розвідки.

Газові родовища

Особливості розвідки газових покладів визначаються фізичними властивостями газу, який відрізняється від нафти і води малою густиною, значно нижчою в'язкістю і високою пружністю. Формування газових покладів здійснюється не тільки в добре проникних породах, але і в пластах, складених слабопроникними породами, які не можуть бути колекторами для нафти.

Ці специфічні особливості газу мають важливе значення для розвідки покладів і визначають головні напрямки її раціоналізації. Основні положення оптимальної розвідки газових родовищ:

1. При розвідці газового покладу немає необхідності детально вивчати його на всій площі, оскільки:

а) газ із віддалених ділянок покладу просувається до експлуатаційних свердловин з відносно невеликою втратою тиску, що дозволяє закладати експлуатаційні свердловини в найбільш сприятливих і надійних структурних умовах – переважно в склепінних частинах підняття;

б) можливість дренування свердловинами, розташованими в склепінній частині структури, всього газового покладу виключає необхідність детальної розвідки її крайових зон, тим більше, що в них вміщується незначна частина запасів;

в) приконтурна частина покладу не вимагає детальних досліджень, оскільки при розробці газових покладів законтурне заводнення не застосовується.

2. Кількість розвідувальних свердловин не повинна перевищувати кількості свердловин, необхідних для розробки. Це зумовлено тим, що при зниженні тиску одночасно дренуються як добре проникні, так і слабо проникні породи. Це дозволяє розробляти газові поклади набагато меншим числом свердловин, ніж нафтові і часто для невеликих покладів достатньо розвідувальних свердловин для розробки.

3. Конструкція розвідувальних свердловин проектується і здійснюється із врахуванням наступної передачі цих свердловин в експлуатацію. Вони відрізняються від нафтових свердловин більш високим ступенем герметизації обсадних колон.

4. Істотна відмінність густин газу і води дозволяє досить надійно без особливих витрат визначати положення контакту газ – вода розрахунковим шляхом без розкриття цих контактів свердловинами (рис. 9.9). Для цього необхідно якомога точніше виміряти пластові тиски в покладі і за його контуром, а також старанно визначати густину газу і води в пластових умовах. Розрахунок висотного положення ГВК проводиться за формулою:

$$h_z = \frac{h_{zv} \rho_v g - (p_v - p_z)}{(\rho_v - \rho_z) g}, \quad (9.6)$$

де: h_z – перевищення позначки точки виміру пластового тиску газу над позначкою ГВК, м;

p_z, p_v – пластовий тиск відповідно в газовій і водяній свердловинах, Па;

ρ_z, ρ_v – густина газу і води в пластових умовах, кг/м³;

$g = 9,8$ м/с² – прискорення сили тяжіння;

h_{zv} – різниця висотних положень точок виміру пластових тисків p_z, p_v , м.

5. Розвідка і введення в розробку газових родовищ, розташованих поблизу споживачів або діючих магістральних газопроводів, можуть бути прискорені шляхом застосування дослідно-промислової розробки, що пе-

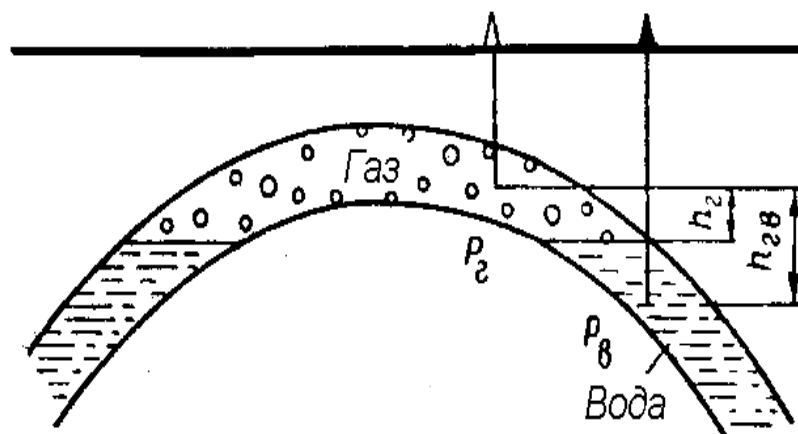


Рис. 9.9. Схема визначення положення газоводяного контакту

редбачає промисловий видобуток газу із продуктивних пошукових і розвідувальних свердловин і випереджувальне буріння експлуатаційних свердловин.

6. Оцінка запасів газового покладу може бути здійснена в процесі дослідно-промислової розробки або на стадії розробки на основі методу падіння тиску.

7. Застосування методу падіння тиску для підрахунку запасів доцільно для невеликих однопокладних родовищ і особливо для покладів із складною будовою колектору, ємнісні властивості якого оцінити об'ємним методом дуже важко.

Газоконденсатні родовища

Особливості розвідки газоконденсатних покладів зумовлені в основному двома чинниками:

- а) складом вуглеводнів;
- б) умовами розробки.

Газоконденсатні поклади відрізняються від газових тим, що вміщують в газі в розчиненому стані значну кількість рідких вуглеводнів (C_5H_{12} і вище). Вміст конденсату в таких покладах коливається в значних межах (від 75 до 1300 г/м³). Промисловий інтерес мають лише досить великі поклади із запасами рідких ВВ, що зумовлюють рентабельність їх розробки як газоконденсатних. У випадку, коли запаси конденсату не забезпечують процесу підтримання пластового тиску, вони повинні розвідуватись і розроблятися як газові.

На відміну від газових розробка газоконденсатних покладів повинна проходити при підтримці пластового тиску з тим, щоби не допустити виділення в пластових умовах рідких вуглеводнів, які в такому разі будуть змочувати мінеральні частинки порід і назавжди втрачатись. Звичайно, підтримання тиску здійснюється шляхом зворотного закачування газу після вилучення із них рідких вуглеводнів (сайклінг-процес). Після вилучення основних запасів рідких вуглеводнів газоконденсатний поклад повинен розроблятися як газовий.

Слід мати на увазі, що склепінні частини покладу відрізняються відносно меншим вмістом рідких ВВ в порівнянні з більш зануреними частинами, де концентрація їх досягає максимуму.

При розвідці газоконденсатного покладу особливу увагу слід звернути на встановлення нафтової облямівки, наявність якої має велику ймовірність.

Нафтогазові родовища

У відповідності з діючим положенням введення газових покладів у розробку, в тому числі і в ДПР, дозволяється тільки при доказаній відсутності в них нафтових облямівок промислового значення. Пошуки нафтових облямівок під газовим покладом можуть сильно ускладнити розвідку цього покладу. Тому особливу увагу необхідно приділяти прогнозуванню наявності і характеру такої облямівки.

Якщо перші свердловини не встановили нафтової облямівки, але разом з тим і не виключили її можливої наявності, то розвідувальне буріння слід направити на її пошуки в напрямку регіонального руху підземних вод. Якщо облямівки на цій ділянці немає, то можна вважати доведеною її відсутність і в інших частинах покладу, тобто поклад буде чисто газовим.

При відсутності відомостей про напрям руху підземних вод розвідувальну свердловину на нафтову облямівку слід закладати на більш похилому крилі складки.

У районах або стратиграфічних комплексах з незначними змінами напорів пластових вод з метою виявлення нафтових облямівок, свердловини закладають між внутрішнім і зовнішнім розрахунковими контурами газоносності.

При значних змінах п'єзометричних напорів пластових вод нафтова облямівка може бути зміщена на одно із крил. У цьому випадку свердловину закладають на ділянці найбільш низького напору пластових вод продуктивного горизонту. Безпосередній контакт газу з водою в свердловині, пробуреній на цій ділянці, вказує взагалі на відсутність нафтової облямівки в межах даного покладу.

З точки зору співвідношення запасів нафтові і газові поклади можна поділити на три типи:

1. Газонафтові поклади, у яких співвідношення запасів газу і нафти та експлуатаційна характеристика нафтової частини така, що розробка покладу починається з нафтової частини. Це нафтові поклади з газовою шапкою.

2. Нафтогазові поклади, у яких співвідношення запасів газу і нафти таке, що обидві частини доцільно розробляти одночасно. Їх називають газовими покладами з нафтовою облямівкою підпорядкованого промислового значення.

3. Нафтогазові поклади, нафтова частина яких не має промислового значення. Це газові поклади з нафтовою облямівкою непромислового значення.

При відомому положенні ГНК і ВНК розміри виявленої бурінням нафтової облямівки пластового покладу визначаються розрахунковим

шляхом. На рисунку показано, що в нафтовій облямівці повнопластового покладу можуть бути виділені 3 зони: підгазова (I), повнопластова (II) і водоплавна (III) (рис. 9.10).

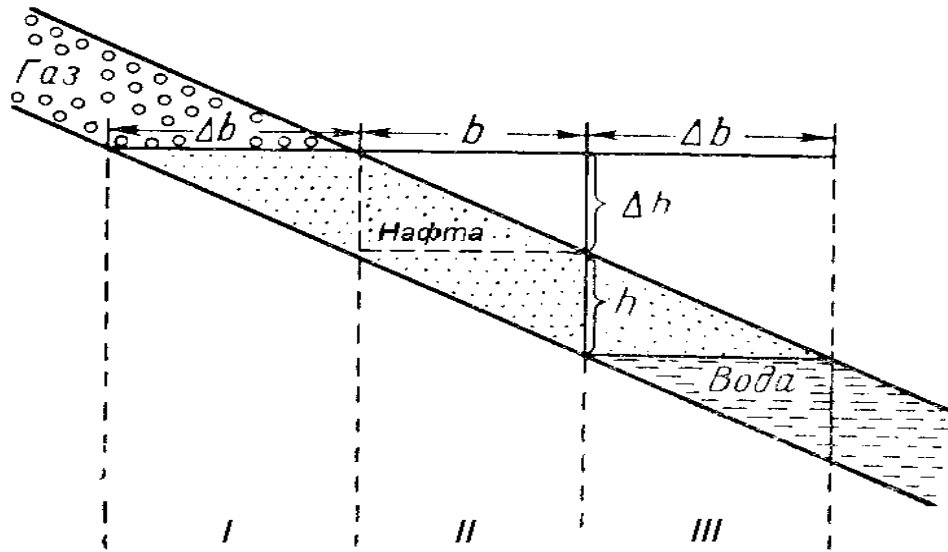


Рис. 9.10. Схема визначення зон нафтової облямівки

Ширина підгазової (I) або водоплавної (III) частини нафтової облямівки (Δb) дорівнює:

$$\Delta b = \frac{h}{\operatorname{tg} \alpha}, \quad (9.7)$$

де h – видима товщина пласта, м; α – кут нахилу пласта.

Ширина повного поля нафтової облямівки (b) дорівнює:

$$b = \frac{\Delta h}{\operatorname{tg} \alpha};$$

де Δh – перевищення висоти нафтової облямівки над видимою товщиною пласта, м.

Загальна ширина облямівки I+II+III ($b'_{\text{обл.}}$) становитиме:

$$b'_{\text{обл.}} = b + 2\Delta b = \frac{\Delta h + 2h'}{\operatorname{tg} \alpha}$$

Застосування цих формул дозволяє оцінити і розміри нафтової облямівки, і можливість попадання в неї свердловин. Для організації найбільш ефективної розробки нафтової облямівки важливе значення має визначення положення повнопластової частини облямівки II. Свердловини, що дренують цю частину облямівки, вилучають найбільшу кількість запасів нафти і працюють найдовше. Термін роботи експлуатаційних свердловин, що

розкрили підгазову або водоплавну частини, обмежений неминучим проривом газу або води.

При встановленні нафтової облямівки I типу спеціальна розвідка газової частини покладу не проводиться.

При виявленні нафтових облямівок підпорядкованого значення (II тип) необхідно проводити розвідку і газової, і нафтової частин, уточнюючи недостатньо обґрунтовані параметри і показники розробки обох частин покладу. Детальність розвідки облямівки визначається в цьому випадку кількістю нафти, яка може бути відібрана при одночасній розробці газової шапки.

Розвідка нафтових облямівок I і II типів може бути проведена найбільш ефективно, якщо на облямівці закласти спочатку профіль із 2–3 свердловин з незначною відстанню між ними.

При установленні непромислового значення нафтових облямівок слід проводити розвідку і підготовку до розробки тільки газового покладу у відповідності з принципами раціональної розвідки газових покладів.

Поклади нафти і газу в карбонатних колекторах

Особливу увагу при пошуках покладів нафти і газу в карбонатних колекторах необхідно приділяти вивченню нафтогазопроявів у розрізі свердловин.

Велике значення має методика розкриття і випробовування карбонатних частин розрізу. При цьому необхідно попереджувати проникнення в нафтові інтервали води і бурового розчину, щоб не погіршити проникність колектору. Для зменшення проникнення води в колектори в першу чергу необхідно добиватись скорочення часу між розкриттям пласта і його випробуванням, а також застосовувати розчини на безводній основі. Це може бути досягнуто випробуванням в процесі буріння за допомогою випробувачів пластів. Добрі результати досягаються при випробуванні свердловин з відкритим вибоєм.

Для одержання більш надійних результатів випробуванню повинні передувати солянокислотна обробка або гідравлічний розрив досліджуваного пласта.

Поклади нафти і газу в рифогенних утвореннях

Одним із важливих об'єктів прогнозування неантиклінального типу є зони нафтогазонагромадження, які приурочені до похованих рифогенних утворень.

За своєю морфологією рифи поділяються на грибоподібні, плоскі (столоподібні) і конусоподібні (гостровершинні). Для рифів є характерними складна будова резервуара і відсутність надійної інформації про межі їх поширення.

Поклади, які пов'язані з похованими рифами нерідко характеризуються запасами, що досягають декількох сотень мільйонів тон. Запаси нафти і газу звичайно розподіляються нерівномірно всередині рифових зон і

сконцентровані в окремих родовищах. Товщини рифогенних відкладів, до яких приурочені поклади, коливаються від декількох метрів до кілометра і більше. Рифогенні породи характеризуються високими колекторськими властивостями. Пористість може досягати 20–40 % і більше.

Закономірності поширення та особливості геологічної будови рифових забудов різного типу визначають методику їхнього прогнозування, пошуків і розвідки.

При пошуках рифів і рифових систем широко застосовуються геофізичні дослідження, серед яких основну роль відіграє сейсморозвідка. Рифові тіла за даними сейсморозвідки відображаються як позитивні структури (флексури). Для пошуків і картування рифів значний ефект дає метод свердловинної сейсморозвідки, який дозволяє більш надійно вивчати складнобудовані, крутопадаючі сейсмічні границі і деталізувати будову рифових масивів. Для виявлення рифів використовують також гравірозвідку, а в окремих випадках електророзвідку.

Намічені в результаті регіональних досліджень зони розвитку бар'єрних і локальних рифів будуть основою для постановки детальних пошуково-розвідувальних робіт. Детальні роботи доцільно починати з буріння свердловини в центральній частині рифової пастки з суцільним відбором керна з карбонатних інтервалів розрізу, з якими можуть бути пов'язані рифогенні утворення.

Поклади нафти і газу на великих глибинах

Результати буріння надглибоких свердловин у різних регіонах світу свідчать про доцільність пошуків нафти і газу в глибокозанурених горизонтах.

Поняття про глибоке буріння є умовним. У США свердловини і відповідно горизонти прийнято поділяти на:

- глибокі – глибше 15000 футів (4573 м);
- надглибокі – глибше 20000 футів (6097 м);
- суперглибокі – глибше 25000 футів (7622 м);
- ультраглибокі – глибше 30000 футів (9146 м);

В Україні такий поділ свердловин не проводиться. Свердловини умовно поділяють на глибокі (до 4500 м) і надглибокі (глибше 4500 м).

У світі відомо понад 430 нафтогазоносних і можливо нафтогазоносних регіонів (басейнів), з яких у 159 (37 %) максимальна товщина осадового чохла перевищує 4500 м, у 92 (21 %) – 6000 м.

Бурінням окремих надглибоких свердловин встановлено, що на глибинах понад 5 км в осадовому розрізі можуть існувати породи-колектори і покришки, а також сприятливі пастки для формування скупчень нафти і газу. Що стосується геохімічної та гідрогеологічної обстановок на великих глибинах, то вони, як правило, є сприятливими для існування вуглеводневих покладів. Говорячи про породи-колектори, слід відзначити, що на великих глибинах практичне значення мають лише пласти-колектори відносно великої

товщини, а тонкі прошарки внаслідок процесів вторинної цементації втрачають свої колекторські властивості.

Як показали теоретичні та експериментальні дослідження нижня межа промислової нафтоносності може опускатись до глибин 8–9 км. До того ж на цих глибинах руйнівному впливу температур на рідкі вуглеводні сильно протидіє тиск. На фоні загального зниження нафтоносності з глибиною в глибинних зонах розповсюджена широка гама покладів з різними кількісними співвідношеннями нафти, газу і конденсату.

Важливим є буріння надглибоких параметричних свердловин для виявлення перспективних глибинних горизонтів, встановлення у розрізі порід-колекторів і отримання фізичних параметрів, які необхідні для якісної інтерпретації та прив'язки геофізичних даних.

Раціональні системи розташування свердловин, що розроблені для середніх глибин, є прийнятними і для великих глибин. З точки зору економії обсягів робіт найбільш раціональною потрібно вважати одиночну систему закладання свердловин, при якій кожна наступна свердловина закладена після завершення буріння та дослідження попередньої.

9.5. Пошуково-розвідувальні роботи на морських акваторіях

Перші морські свердловини були пробурені в Каспійському морі в 1924 р. із штучних споруд та в Мексиканській затоці (США, 1933 р.) з плаваючої баржі. На сьогодні понад 100 країн проводять пошуково-розвідувальні роботи в умовах морських акваторій. До початку 70-х років минулого століття видобуток нафти і газу обмежувався глибинами 100–110 м і відстанню від берега до 150 км. Зараз пошукові роботи поширюються на все більш глибоководні райони шельфу, оскільки понад 30 % запасів нафти і газу в Світовому океані міститься за межами зони з ізобатою 200 м. Технічне обладнання розвідки і видобутку нафти на морському дні сягнуло глибини води 9011 футів (2777 м). На таких глибинах води пошук і розробку нафтових і газових родовищ успішно ведуть бразильські нафтовики у водах Атлантичного океану.

На території українського сектору Азово-Чорноморського шельфу, при глибинах моря до 30–56 м, відкрито 14 газових і газоконденсатних родовищ, із них 8 в Чорному і 6 в Азовському морях. Відзначимо, що максимальна глибина Чорного моря сягає 2115 м, а 85 % зашельфових акваторій характеризується глибинами понад 1000 м. Ступінь освоєння вуглеводневих ресурсів в даному регіоні за різними даними на сьогодні змінюється за різними оцінками в межах від 3 до 7,7%.

Розрахунки економічних показників засвідчують, що собівартість видобутку 1 тис.м³ газу і 1 т нафти з морських родовищ України буде значно нижчою від рівня світових цін.

Пошуково-розвідувальні роботи в умовах морських акваторій мають свої особливості, які дещо відрізняються від таких на суші. Сьогодні при

пошуках нафтогазоперспективних структур використовується широкий комплекс різних методів досліджень, які включають геоморфологічні, геофізичні, геохімічні, аерокосмічні, бурові роботи та інші.

Геоморфологічний метод пошуків структур. У ряді районів антиклінальним структурам відповідають позитивні форми рельєфу. Застосовуючи цю закономірність до морських площ, можна по картам глибин моря (батиметрії) судити про наявність антиклінальних складок. Тому перед геолого-пошуковими роботами необхідно проводити дослідження з вивчення підводного рельєфу і донних осадків.

Для вивчення глибоководного рельєфу використовують ехолоти-самописці. На основі ехограм судять про товщину сучасних осадків, складають батиметричну схему, яка є основою для тектонічної схеми району.

Геоакустичне профілювання. Одним із методів геолого-геодезичних досліджень континентального шельфу є геоакустичне профілювання. Інтерпретація даних геоакустичних стрічок дозволяє виділяти окремі площадки та опорні відображення, які мають значну протяжність.

Цей метод можна використовувати для експрес-інформації про структуру верхньої частини осадового чохла до глибини 1000–1200 м, а також при детальних роботах на окремих підняттях з метою встановлення розривних порушень.

Геологічні методи вивчення морських структур. Суть цих методів полягає в складанні геологічної карти. В умовах моря розрізняють три види геологічного картування: 1) ділянок (острова і окремі відслонення), що виступають над водою; 2) поверхні морського дна за допомогою аерофото- і космічної зйомки; 3) морських площ шляхом буріння мілких свердловин.

Геологічне картування ділянок, що виступають над водою. Геологічна будова островів і окремих надводних відслонень повинна привертати до себе особливу увагу геологів. Необхідно детально описувати ці відслонення, визначати елементи залягання порід, в'яснити характер дислокацій, стратиграфії, а також провести ретельний відбір зразків порід і фауни. Ці відслонення, звичайно, є уцілілими від розмиву міцними прошарками розрізу (пісковики, вапняки), за якими можна скласти перші уявлення про характер структури.

Геологічне картування за допомогою аерофото- і космічної зйомки. На тих ділянках, де дно моря складене корінними породами, які літологічно достатньо диференційовані і не прикриті мулом, аерофотозйомка дає добрий ефект. Особливо чітко на фотокартках за обрисами міцних нерозмитих пластів фіксуються форми антиклінальних складок і розривні порушення зі зсувом шарів навіть невеликої амплітуди. Крім того, на аерофотознімках виявляють підводні грязьові вулкани. Так, наприклад, дно Чорного моря, особливо у підніжжі континентального схилу, усіяне грязьовими вулканами, які, як відомо, є супутниками нафтових і газових родовищ. На сьогодні тут виявлено близько 100 грязьових вулканів і понад 200 потужних виходів (факелів) метану з дна моря.

На аерофотознімках і, особливо, на космічних знімках морських ділянок в окремих випадках чітко виділяються розломи, перспективні на вуглеводні зони та окремі нафтогазопрояви. Нафтові плівки на поверхні води, зумовлені виходами нафти із дна моря, зазвичай, займають великі площі і виблискують всіма барвами веселки, і на відміну від плівок нафти, що випадково попали на поверхню моря, постійно відновлюються. Виходи газу при значних масштабах газування виділяються як ділянки “кип’ячої” води і на аерофотознімках зображаються світлими смугами, ділянками тощо.

Геологічне картування за допомогою буріння неглибоких свердловин. Картувальне буріння є необхідним елементом комплексу геолого-пошукових робіт у морі, результатом якого є побудова геологічної карти.

Для геологічних досліджень морського дна на великих глибинах можна використати методику, апаратуру і обладнання, які застосовуються океанографами при вивченні донних осадків. Це дозволяє відбирати керн шляхом занурення колонкових труб у сучасні осадки або корінні породи на 1–3 м, а в окремих випадках на 10 м і більше.

В останні роки для буріння свердловин при значних глибинах моря застосовують електробури або турбобури, які опускаються на дно моря за допомогою гнучкого шлангу або кабелю (долото приводиться в рух вибійним двигуном). Ці засоби можна використовувати і при сильних хвилюваннях моря. Такі свердловини бурять до глибини 300–1000 м і більше.

Картувальне буріння, зазвичай, проводять на профільній системі, відстані між свердловинами і профілями вибираються в залежності від масштабу геологічної зйомки. При масштабі 1:100 000 відстані між профілями звичайно не перевищують 2–4 км, а між свердловинами – 1 км. При проведенні більш детальної зйомки щільність свердловин збільшується.

Геохімічні методи. У зв’язку із складністю і високою вартістю пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ в умовах акваторій застосування геохімічних методів пошуків є важливим і актуальним, оскільки дає можливість досягнути значного економічного ефекту. Назагал як і на суші, при геохімічних методах пошуків вивчають газову фазу морських осадків і вод, хоч тут є свої специфічні особливості.

Геохімічні методи пошуків нафти і газу в акваторіях ґрунтуються, головним чином, на вивченні особливостей поширення газів, розчинених у морських водах і тих, які вміщуються в адсорбованому стані в донних відкладах, переважно в їх поверхневому шарі.

Найчастіше використовуються дані вивчення розчинених у воді газів. Дослідження, проведені в Мексиканській затоці, показали, що фонові значення об’ємної концентрації сингенетичного метану в газі, виділеному із води, становлять близько $3 \cdot 10^{-4} \%$. Об’ємні концентрації метану вище $5 \cdot 10^{-4} \%$ можуть вказувати на наявність придонних макрогазопроявів і заслуговують детального дослідження.

На сьогодні зарубіжними нафтовими фірмами розробляються і успішно експлуатуються ряд експресних методик. Методика зйомки, яка розроблена

фірмою SNIFFER, використовує сучасні досягнення в електроніці, аналітичній і машинній обробці даних. Особливістю методики є значне число вуглеводневих компонентів, які аналізуються, висока чутливість і швидкість аналізу, підвищена глибинність відбору проб (до 400 м), що проводиться за допомогою зйомочного судна. Для оцінки масштабів нафтогазоносності зазвичай використовуються діаграми CH_4 / (сума етан + пропан + ізобутан + нормальний бутан). Це забезпечує 85 % точності оцінок за трьома категоріями: нафтоносна площа, газоносна і непродуктивна.

Відбір проб морської води і осадів здійснюється спеціальним пробовідбірником. Відібрані проби при цьому транспортуються в лабораторію і зберігаються до аналізу при низькій температурі в азотному середовищі. У таких пробах визначають вміст метану та його гомологів, а також співвідношення в метані легкого і важкого ізотопу вуглецю.

Для виявлення вуглеводнів у воді морів та океанів фірмою Barringer розроблений метод, у відповідності з яким поверхню води освічують пучком променів достатньої інтенсивності, а на екрані осцилографа виводяться сигнали, які пов'язані з наявністю нафтового або масляного забруднення морської поверхні.

Геофізичні методи. Ці методи широко використовуються в морських умовах, але ефективність різних видів досліджень різна. При вивченні загальних рис геологічної будови застосовується гравіметрія з використанням спеціальних морських гравіметрів.

Ефективною є морська сейсмічна розвідка пошуків нафтогазових структур, особливо в умовах глибоководних зон, де застосування картувального буріння виключено, морська сейсморозвідка є єдиним надійним методом пошуків структур. Вона здатна визначити: глибинну будову надр континентальних шельфів і схилів; підвищити достовірність картування перспективних пасток вуглеводнів; передбачити їх продуктивність; виділити найбільш сприятливі ділянки виявлення пасток вздовж ліній зонального стратиграфічного і літологічного виклинювання перспективних нафтогазоносних світ, товщ і горизонтів.

Великий ефект можуть дати широке застосування прогресивних промислово-геофізичних методів дослідження свердловин, таких як акустичний і псевдоакустичний каротажі (АК і ПАК), а також використання методів ядерної геофізики, особливо тих її модифікацій, які дозволяють експрес-методам визначати елементарний макро- і мікроелементний мінералогічний склад гірських порід.

Сейсморозвідка і промислово-геофізичні методи дослідження свердловин дають можливість прогнозувати зони аномально високих пластових тисків (АВПТ) до початку буріння глибоких свердловин, постійно контролювати і виявляти скупчення високонапірних флюїдів, що в багатьох випадках може сприяти попередженню аварій і ускладнень в процесі буріння пошукових і розвідувальних свердловин.

Особливої уваги при визначенні головних напрямків пошуково-розвідувальних робіт заслуговує вивчення пасток вуглеводнів, приурочених до зон поширення похованих органогенних забудов і, у першу чергу, найбільш зрілих їх представників – рифів.

Розвиток техніки буріння глибоких свердловин у межах шельфів зумовив появу цілого ряду конструкцій морських гідротехнічних споруд як пов'язаних з дном моря, так і плаваючих. До них належать:

- стаціонарні металічні платформи, що зв'язані з дном моря (штучний металевий острів);
- плавуча бурова платформа, що сама піднімається і спирається на дно моря;
- вертикальні башти, які шарнірно з'єднані з фундаментом, що нерухомо закріплений на дні моря;
- напівзанурені плавучі бурові платформи;
- бурові кораблі.

Особливості пошукового і розвідувального буріння на морі полягає у тому, що в значній кількості випадків до його початку будують стаціонарну штучну металічну платформу (острів), вартість якої може перевищувати вартість будівництва самої свердловини. Такі основи звичайно пов'язані з морським дном і при негативних результатах буріння вони не можуть бути використані повторно на інших точках і з часом стають непридатними.

Для пошуків нафтових і газових покладів основу доцільно розміщувати в найбільш оптимальних структурних умовах – на склепінні або осьовій частині підняття, а для покладів неантиклінального типу – в центральній частині. Це дозволяє з однієї основи розкрити склепінний (вертикальна свердловина) та крилові частини складки (похилоскеровані свердловини), тобто необхідно, щоб з однієї основи було пробурено не менше трьох свердловин, що дає можливість опрацювати геологічний профіль.

У тих випадках, коли пошукова свердловина виявиться за контуром нафтогазоносності, можна пробурити новий стовбур в тій же свердловині або пробурити нову свердловину з тієї же основи.

Зазвичай, платформа закріплюється на дні моря за допомогою численних свай, які вставляють у спеціально пробурені свердловини на глибину не менше 50 м.

З метою збільшення ефективності пошуково-розвідувальних робіт та їх здешевлення практикується буріння свердловин з плавучих платформ.

Після доставки буксирами плавучої платформи на місце опускаються опори на дно моря і вона встановлюється над водною поверхнею приблизно на висоті 15–30 м, з тим, щоб запобігти впливу хвиль. Після закінчення буріння і випробовування перспективних горизонтів опори піднімаються і платформа відбуксовується на інше місце.

Буріння з бурових кораблів можливе при глибинах моря 400 м і більше. Але тут є проблеми якірного кріплення, стабілізації положення корабля, запобігання вигину обсадної колони тощо.

Найбільш стійкими є напівзануренні платформи. Для запобігання впливу на обладнання устя свердловини хвиль, вітру, льоду, а також для безпечного судноплавства важливо, щоби все устєве обладнання було перенесене на дно моря.

Питання для самоперевірки

1. *Наведіть етапи і стадії геологорозвідувальних робіт на нафту і газ.*
2. *Особливості регіонального етапу досліджень (етапу прогнозування)?*
3. *Особливості пошукового етапу?*
4. *Особливості розвідувального етапу?*
5. *Сформулюйте мету і завдання проведення пошукових робіт.*
6. *Що є підставою для постановки пошукового буріння?*
7. *Які показники характеризують геологічну ефективність пошукового буріння?*
8. *Як визначається верхня і нижня межа прогнозованого покладу?*
9. *Що характеризує коефіцієнт заповнення пастки і які його різновиди використовуються на практиці?*
10. *Які фактори визначають методику пошукового буріння?*
11. *Наведіть класифікацію і характеристику нафтогазопошукових об'єктів за складністю їхньої геологічної будови.*
12. *Охарактеризуйте системи пошуків покладів нафти і газу.*
13. *Що розуміють під системою закладання свердловин і які виділяють їх різновиди?*
14. *В яких геологічних умовах практикується закладання однієї незалежної пошукової свердловини?*
15. *В яких геологічних умовах доцільно закладати дві незалежні пошукові свердловини?*
16. *В яких геологічних умовах практикується закладання трьох незалежних пошукових свердловин?*
17. *Охарактеризуйте методику закладання пошукових свердловин на різних антикліналях.*
18. *Охарактеризуйте методику закладання пошукових свердловин на пастках різних типів: диз'юнктивних, літологічно та стратиграфічно екранованих і літологічно обмежених, рифових масивах та солянокупольних структурах.*
19. *Сформулюйте мету проведення пошукових робіт.*
20. *Перелічіть основні задачі, які вирішуються на пошуковому етапі.*
21. *Що є підставою для постановки пошукового буріння?*
22. *Які причини приводять до негативних результатів пошукового буріння?*
23. *Дайте визначення понять “коефіцієнт успішності” і “коефіцієнт удачі” пошукового буріння і що вони оцінюють?*
24. *Як визначається верхня і нижня межа прогнозованого покладу?*

25. Що характеризує коефіцієнт заповнення пастки і які його різновиди використовуються на практиці?
26. Які фактори визначають методика пошукового буріння?
27. Наведіть класифікацію і характеристику нафтогазопошукових об'єктів за складністю їхньої геологічної будови.
28. Перелічіть основні принципи методики пошукового буріння.
29. Охарактеризуйте системи пошуків покладів нафти і газу.
30. Переваги, недоліки і умови поодинокого та групового закладання свердловин.
31. Охарактеризуйте методика закладання пошукових свердловин на різних антикліналях простої будови.
32. Охарактеризуйте методика закладання пошукових свердловин на антикліналях різної будови.
33. Охарактеризуйте методика закладання пошукових свердловин на:
 - пастках диз'юнктивного типу;
 - літологічно екранованих пастках;
 - стратиграфічно екранованих пастках;
 - літологічно обмежених пастках;
 - рифових масивах;
 - солянокупольних структурах.
34. Сформулюйте мету проведення розвідувального етапу.
35. Які стадії виділяються на розвідувальному етапі?
36. Охарактеризуйте основні принципи, на яких базується методика розвідки нафтових і газових родовищ.
37. Розкрийте суть поняття "система розвідки родовища".
38. Переваги, недоліки і умови застосування «повзучої» системи розвідки покладу.
39. Переваги, недоліки і умови застосування «ущільнювальної» системи розвідки покладу.
40. Що таке поверх розвідки і які фактори впливають на його формування і вибір?
41. Сформулюйте основні принципи оптимізації розвідки родовищ нафти і газу.
42. Дослідно-промислова розробка родовища: мета, суть і засоби вирішення.
43. Буріння і методика розташування випереджувальних експлуатаційних свердловин.
44. Сформулюйте основні методичні положення дорозвідки родовищ.
45. Охарактеризуйте особливості пошуків та розвідки нафтових і газових скупчень, пов'язаних з:
 - багатопокладними родовищами;
 - карбонатними колекторами;
 - рифовими масивами;
 - глибокозануреними горизонтами;

– породами фундаменту.

46. Охарактеризуйте специфічні особливості пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ у межах морських акваторій.

47. Охарактеризуйте особливості розвідки масивних покладів.

48. Які специфічні особливості розвідки газових, газоконденсатних, нафтогазових та нафтових покладів.

49. Які дані необхідно мати для надійного визначення положення ГВК розрахунковим шляхом?

50. Як проводиться розвідка і оцінка промислового значення нафтової облямівки?

51. Концепції формування покладів вуглеводнів в умовах фундаменту?

52. Роль глибинних розломів у нафтогазонагромадженні?

53. Особливості пошуково-розвідувальних робіт на морських акваторіях?

Розділ 10. Економічна ефективність пошуково-розвідувальних робіт на вуглеводні

Під *економічною ефективністю геологорозвідувальних робіт* (ГРР) на нафту і газ розуміється співвідношення між отриманим геологічним результатом та витратами на їхнє проведення. Економічна ефективність геологорозвідувальних робіт відображає кількісний підсумок використання авансованих фінансових ресурсів на пошуково-розвідувальний процес та очікувані прибутки від промислового освоєння виявлених і підготовлених запасів нафти і газу. *Геологічним результатом* їх проведення на різних стадіях можуть бути виявлені чи підготовлені нафтогазоперспективні об'єкти, прогнозні чи перспективні ресурси нафти і газу, запаси або обсяги видобутку ВВ тощо. Ефективність цих робіт характеризується системою взаємопов'язаних оцінних показників, які використовуються для аналізу виконаних та прогнозування доцільності й рентабельності подальших робіт і досліджень. Для визначення економічної ефективності геологорозвідувальних робіт на нафту і газ проводиться їх *геолого-економічна оцінка*.

Геолого-економічна оцінка (ГЕО) геологорозвідувальних робіт на нафту і газ – це комплексний аналіз результатів геологічного та техніко-економічного вивчення перспективних районів, зон, ділянок, пасток чи відкритих родовищ з метою встановлення промислового значення очікуваних запасів нафти і газу та показників економічної ефективності довгострокових капітальних вкладень (інвестицій), необхідних для реалізації конкретного проекту. При цьому *геологічне вивчення* об'єктів передбачає визначення їхньої геологічної будови та умов залягання покладів нафти і газу в надрах, а також фазового стану, кількості, якості та фізико-хімічних властивостей вуглеводнів в надрах і на поверхні для обґрунтування проектних рішень щодо способу та систем їх видобування. Під *техніко-економічним вивченням* родовищ нафти і газу розуміють визначення гірничотехнічних, географо-економічних, соціально-екологічних та інших умов розробки, а також умов реалізації (транспортування) видобутої вуглеводневої сировини. Зазвичай ГЕО проводиться в умовах певної невизначеності геологічної інформації, яка повинна відповідним чином оцінюватись, прогнозуватись і враховуватись.

У структурі геолого-економічної оцінки виділяється дві складові – *геологічна й економічна*.

Геологічною складовою геолого-економічної оцінки є обґрунтування очікуваних геологічних результатів геологорозвідувальних робіт і розроблення багатоваріантного сценарію проведення пошуково-розвідувальних робіт і розробки промислових скупчень нафти і газу.

Економічною складовою геолого-економічної оцінки є розрахунки для визначення фінансового результату використання капітальних вкладень в реалізацію вибраного варіанта проведення геологорозвідувальних робіт.

ГЕО проводиться на всіх стадіях ГРР. Вона набуває безпосередньо перед постановкою пошукового буріння (з метою відкриття промислових скопчень нафти і газу), після виявлення родовища (з метою вирішення питання про доцільність організації на ньому розвідувальних робіт) і перед передачею родовища для промислового освоєння (з метою проектування і будівництва нафтового чи газового промислу). Така оцінка здійснюється на підставі матеріалів, поданих у проектах пошуково-розвідувальних робіт або доведеної чи статистичної аналогії, і виконується з детальністю, що відповідає ступеню геологічної вивченості об'єкта робіт. Матеріали ГЕО повинні бути достатніми для прийняття рішення про економічну доцільність проведення ГРР і визначення показників ефективності інвестицій.

ГЕО виконується за замовленнями надрокористувачів і є невід'ємною і складовою частиною проектів ГРР, інвестування яких передбачається за рахунок коштів державного бюджету.

Вона виконується з детальністю, що відповідає ступеню геологічної вивченості об'єкта робіт. Матеріали ГЕО повинні бути достатніми для прийняття рішення про економічну доцільність ГРР і визначення показників ефективності інвестицій.

В Україні, в залежності від ступенів геологічного й техніко-економічного вивчення та детальності виконання ГРР розрізняють три рівні ГЕО: *початковий, попередній і детальний.*

Початкова геолого-економічна оцінка (ГЕО-3) проводиться для обґрунтування доцільності інвестування пошукових робіт на об'єктах, що підготовлені до глибокого буріння і здійснюється на підставі кількісної оцінки перспективних ресурсів вуглеводнів окремих об'єктів ліцензійної ділянки, яка є перспективною для відкриття нових родовищ, та подається у формі техніко-економічних міркувань про можливе їх промислове значення.

Попередня геолого-економічна оцінка (ГЕО-2) проводиться для обґрунтування економічної доцільності промислового освоєння відкритого родовища (покладу) нафти чи газу та інвестування геологорозвідувальних робіт з його розвідки і підготовки до розробки. ГЕО-2 проводиться на підставі попередньо розвіданих і розвіданих запасів і оформляється як техніко-економічна доповідь (ТЕД) про доцільність подальшої розвідки, в тому числі дослідно-промислової розробки родовища (покладу). Техніко-економічні показники визначаються розрахунками з використанням конкретних вихідних даних та даних доведеної аналогії.

Детальна геолого-економічна оцінка (ГЕО-1) проводиться з метою визначення рівня економічної ефективності виробничої діяльності нафтогазовидобувного підприємства, створення або реконструкція якого передбачається, та доцільності інвестування робіт з його облаштування для видобутку вуглеводнів. ГЕО-1 проводиться на підставі розвіданих запасів нафти і газу та подається у вигляді техніко-економічного обґрунтування (ТЕО) параметрів для їх підрахунку. Детальність техніко-економічних розрахунків і

надійність фінансових показників ГЕО-1 повинні забезпечувати прийняття рішення про інвестування без додаткових досліджень.

У залежності від об'єктів, на яких проводяться ГРР, розрізняють:

1) *ГЕО нафтогазоперспективних об'єктів*: підготовлених структур, ліцензійних ділянок, аномалій типу "поклад", виявлених структур;

2) *ГЕО родовищ нафти і газу*: очікуваних і виявлених.

Геолого-економічна оцінка нафтогазоперспективних об'єктів дозволяє обґрунтувати геологічну та економічну доцільність проведення на одному з них пошукового буріння, з визначенням черговості можливого промислового значення очікуваних скупчень нафти і газу, а також провести оцінку перспективних ресурсів вуглеводнів з метою визначення черговості та економічної рентабельності пошукових робіт.

Геолого-економічна оцінка родовищ нафти і газу – встановлення їх промислової цінності й економічного ефекту від видобутку сировини на ближню і дальню перспективу (економічна оцінка) на основі визначення кількості та якості запасів нафти і газу, умов їхнього залягання та вилучення (геологічна оцінка). На відкритих нафтових і газових родовищах проводиться визначення економічної доцільності подальшої розвідки й підготовки запасів до промислової розробки. Для родовищ нафти і газу оцінка результатів ГРР виконується за схемою ГЕО-2 та ГЕО-1.

У цілому ГЕО родовищ базується на комплексному геолого-технологіко-економічному аналізі всіх умов освоєння родовища, порівняння основних геолого-економічних показників розробки даного родовища з аналогічними показниками інших родовищ

Геологічна оцінка нафтогазоперспективного об'єкта та родовища проводиться на матеріалах проведеного комплексу геолого-геофізичних досліджень, результатів буріння та випробування свердловин, які узагальнюються при підрахунку ресурсів або запасів нафти і газу.

Інтерпретація одержаних даних із врахуванням вимог, що враховують особливості родовищ, а також умов, що забезпечують рентабельність видобутку, раціональне використання надр і охорону довкілля є підставою для прогнозних висновків про перспективи нафтогазоносності надр досліджуваної території.

Економічна оцінка нафтогазоперспективного об'єкта та родовища базується на результатах підрахунку ресурсів чи запасів нафти, газу і конденсату та розрахунків цінності одержаної продукції та витрат на її видобування.

Промислова значущість родовища встановлюється кондиціями на нафту і газ, тобто сукупністю вимог до якості та кількості нафти і газу в надрах, параметрів для підрахунку їх запасів і гірничо-геологічних умов розробки відкритих покладів.

Економічна оцінка родовищ нафти і газу проводиться за комплексом таких основних геолого-економічних показників:

- величина розвіданих запасів нафти, газу, конденсату та цінних супутніх компонентів та можливий річний видобуток вуглеводневої сировини із родовища, покладу і кожної свердловини;

- питомі та загальні капітальні вкладення та собівартість видобутих нафти і газу;

- рівень рентабельності освоєння родовища і термін окупності капітальних вкладень.

При економічній оцінці родовища враховується:

- географо-економічне положення об'єкта (природнокліматичні умови, промислова освоєність району;

- заходи з охорони надр, навколишнього середовища.

На основі результатів ГЕО родовища проводиться віднесення запасів покладів (родовищ) до балансових, умовно балансових, забалансових або з невизначеним промисловим значенням.

Основними показниками економічної ефективності освоєння об'єкта є: чистий дисконтований дохід, індекс дохідності, внутрішня норма рентабельності, термін окупності. Ефективність інвестицій визначається як для підприємства (державного чи недержавного), так і для держави, яка отримує дохід у вигляді податків і платежів.

ГЕО передбачає розрахунок сукупного економічного ефекту (прибутку) у грошовому виразі, який очікується отримати від видобутку та реалізації запасів вуглеводнів, що планується приростити на конкретному об'єкті ГРР. Одночасно з обґрунтуванням розміру сукупного прибутку визначаються інші показники (рівень дохідності, час окупності інвестицій тощо).

При розрахунках враховуються гірничо-геологічні умови об'єкта, реальні технічні можливості та фактор часу. Всі вихідні геологічні, вартісні і економічні дані приймаються для одного часового терміну. Для довготермінових проектів ГРР за такий термін рекомендовано брати рік початку видобутку продукції та її реалізації, тобто рік отримання валового прибутку.

На всіх стадіях ГРР і промислового освоєння прогнозних покладів враховуються соціальні чинники та охорона навколишнього середовища, а також можливість наявності як корисних, так і шкідливих компонентів пластових флюїдів, які суттєво можуть вплинути на показники ефективності та стан навколишньої природи.

ГЕО проектів ГРР може бути використана для вирішення:

- доцільності проведення подальших регіональних чи пошукових робіт на виявлених або підготовлених до глибокого буріння ділянках та розвідувальних робіт на родовищах;

- оптимізації процесу підготовки прогнозних та перспективних ресурсів більших ділянок;

- визначення черговості ГРР на об'єктах;

- розміру можливого сукупного прибутку у грошовому виразі від видобутку та реалізації очікуваних запасів у надрах;

– переліку об'єктів ГРР, що найбільш ефективні в економічному відношенні.

Для ГЕО проектів пошукових робіт, які планується провести на декількох об'єктах, необхідна певна кількість пошукованих структур для гарантованого відкриття одного родовища, яка визначається за допомогою коефіцієнта відкриття родовищ конкретної нафтогазоносної зони, а в разі відсутності статистичних даних – за допомогою обґрунтованої аналогії. В разі складання ГЕО проекту ГРР, в якому пошукується тільки один об'єкт, треба враховувати ступінь геологічного ризику. Ступінь геологічного ризику вираховується за допомогою відповідного зменшення очікуваного приросту запасів розвіданої групи прогнозного родовища на значення коефіцієнта переведення оцінених ресурсів об'єкта у найвищу групу геологічної вивченості.

Для всіх об'єктів оцінка базується на критеріях і показниках кінцевої економічної ефективності для ланок всього ланцюга використання надр за різними варіантами обсягів робіт, темпів освоєння тощо. Показники і критерії економічної ефективності підлягають визначенню за даними доведеної аналогії або за розрахунками.

Назагал ГЕО можна проводити за такими функціонально об'єднаними складовими частинами – стадіями:

I стадія – визначення геологічних показників очікуваних результатів ГРР. При цьому на основі геологічних характеристик об'єкта досліджень і результатів раніше проведених геолого-геофізичних робіт визначається кількість очікуваних розвіданих запасів ВВ родовища та розробляється поваріантний сценарій проведення проектного пошуково-розвідувального буріння (обсяги, черговість, терміни, витрати).

II стадія – визначення вартості і тривалості ГРР. На цьому етапі обґрунтовують вартісні нормативи, визначають витрати на проведення попередніх і запроектованих ГРР та розраховують їхню тривалість.

III стадія – прогноз технологічних показників розробки родовищ. Тут на базі очікуваних розвіданих запасів нафти і газу та в залежності від режимів покладів розглядаються можливі варіанти розробки родовища, визначаються можливі дебіти свердловин, їх кількість, обсяги річного видобутку ВВ тощо.

IV стадія – визначення витрат на розробку родовищ. При цьому розраховуються капітальні вкладення та експлуатаційні витрати на видобуток і збут нафти і газу.

V стадія – розрахунок показників економічної ефективності інвестицій. На цьому етапі визначають і обґрунтовують майбутній дохід та його розподіл між учасниками: державою, геологорозвідувальним та видобувним підприємством, а також розраховують показники економічної ефективності інвестицій. На підставі отриманої інформації розраховуються геолого-економічні показники ефективності робіт.

Для кожної з оцінок, починаючи зі стадії підготовки об'єктів, а потім пошуків і розвідки родовищ, обґрунтування показників прогнозу результатів ГРР проводиться за таким сценарієм і в такій послідовності:

- визначення необхідної кількості об'єктів для пошукування, щоб відкрити родовище;
- групування об'єктів за близькими гірничо-геологічними умовами (вид ВВ, глибина залягання прогнозних продуктивних комплексів, однотипність очікуваних пасток, оцінка ресурсів тощо) з метою визначення за статистичними показниками кількості очікуваних родовищ;
- обґрунтування черговості підготовки виявлених об'єктів до пошукового буріння;
- визначення величини можливого приросту розвіданих запасів ВВ категорії С₁;
- визначення поваріантного та базового комплексу пошуково-розвідувальних робіт (кількість свердловин, їх черговість, тривалість робіт, проведення ДПР);
- обґрунтування геолого-промислових параметрів очікуваних покладів ВВ.

Оцінка результатів геологорозвідувальних робіт на ділянках з виявленими об'єктами визначається за кількістю виявлених об'єктів, які за результатами наступних геофізичних досліджень знайдуть своє підтвердження, тобто в подальшому перейдуть в групу підготовлених. Для цього застосовується досягнутий в даному нафтогазоносному районі (НГР) чи області (НГО) коефіцієнт підтвердження виявлених об'єктів.

$$N_{вияв}^{реал} = N_{вияв}^{заг} \times K_{підт}^{вияв}, \quad (10.1)$$

де $N_{вияв}^{реал}$ – реальна кількість об'єктів;

$N_{вияв}^{заг}$ – загальна кількість виявлених об'єктів;

$K_{підт}^{вияв}$ – коефіцієнт підтвердження виявлених об'єктів.

Величина можливого приросту розвіданих видобувних запасів ВВ одного чи групи об'єктів визначається з формули (10.2) із застосуванням коефіцієнтів успішності та переведення прогнозних локалізованих ресурсів у групу розвіданих запасів. Якщо оцінка робиться для одного об'єкта, то коефіцієнт успішності приймається рівним одиниці, але у цьому випадку геологічний ризик робіт збільшується у $1/K_{усп}$ раз.

$$q = K_{усп} \times K_{пер}^{D_{лок}} \times \sum_I^N D_{лок}, \quad (10.2)$$

де q – величина можливого приросту ВВ;

$K_{усп}$ – коефіцієнт успішності пошуків у даному НГР (НГО), частка одиниці;
 $K_{пер}^{D_{лок}}$ – коефіцієнт переведення прогнозних локалізованих ресурсів в розвідані запаси на родовищах;
 $\sum_1^N D_{лок}$ – сума локалізованих прогнозних ресурсів одного чи $N_{вияв}^{реал}$ об'єктів.

При оцінці результатів ГРР на об'єктах, підготовлених до пошукового буріння (ГЕО-3) передбачається такий порядок, як і для виявлених об'єктів, а саме:

- групування об'єктів;
- визначення величини можливого приросту видобувних запасів за формулою:

$$q = K_{усп} \times K_{пер}^{C_3} \times \sum_1^N C_3, \quad (10.3)$$

де q – величина можливого приросту ВВ;

$K_{усп}$ – коефіцієнт успішності пошуків в даному НГР (НГО);

$K_{пер}^{C_3}$ – коефіцієнт переведення перспективних ресурсів в розвідані запаси на родовищах;

$\sum_1^N C_3$ – сума перспективних ресурсів одного чи N об'єктів;

- розробку сценарію пошуково-розвідувальних робіт і їх тривалість;
- визначення витрат на ГРР.

Оцінка прогнозних результатів розвідки родовищ (ГЕО-2) здійснюється для кожного конкретного відкритого родовища на основі попередньо розвіданих (категорія C_2) і розвіданих (категорія C_1) видобувних запасів ВВ, а також перспективних ресурсів, якщо вони прогнозуються на родовищі.

Загальний приріст розвіданих видобувних запасів, як результат реалізації проекту розвідки, визначається виходячи з величини вже частково розвіданих запасів, величини попередньо розвіданих запасів даного родовища, а також з урахуванням, по можливості, величини перспективних ресурсів нерозвіданих блоків і глибоко занурених горизонтів родовища. Для визначення величини приросту розвіданих запасів застосовуються відповідні коефіцієнти переведення попередньо розвіданих запасів (категорія C_2) і перспективних ресурсів (категорія C_3) в розвідані видобувні запаси (категорія C_1), які склалися за попередній період в районі (області). Вказані коефіцієнти визначаються на основі багаторічних статистичних даних для конкретних НГР (НГО). Розмір можливого приросту розвіданих запасів можна також

визначити через величину приросту видобувних запасів на кожную розвідувальну свердловину по конкретному покладу.

Виходячи з розмірів родовища, його будови, глибини залягання продуктивних горизонтів і їх особливостей, складається проект на розвідку (дорозвідку) родовища (покладу). З урахуванням будови родовища визначаються завдання кожної свердловини, їхнє місцезнаходження та черговість буріння. На підставі проектного обсягу бурових робіт обчислюється вартість робіт разом з витратами на дослідно-промислову розробку родовища.

За даними геологічного вивчення родовища визначаються попередні геологічні показники для обґрунтування видобутку ВВ.

За результатами ГЕО проектів ГРР визначаються обґрунтовані показники, до яких належать:

- величина розвіданих видобувних запасів ВВ та приуроченість їх до продуктивних горизонтів і глибин;
- обсяги ГРР за роками, включаючи підготовку об'єктів, а також пошуки і розвідку родовищ;
- витрати на ГРР з розбивкою по роках, включаючи витрати на регіональні роботи і геофізичні дослідження;
- геолого-промислові параметри покладів.

Додатково можуть визначатися інші показники, які характеризують особливості геологічної будови району робіт.

Основними економічними показниками ГЕО проектів є показники *комерційної (фінансової), бюджетної і економічної* ефективності.

Показники *комерційної (фінансової)* ефективності, які визначаються співвідношенням фінансових результатів до витрат, характеризують фінансові наслідки реалізації проектів ГРР. При цьому ефектом виступає грошовий потік (Cash Flow), під яким розуміється сума грошового чистого прибутку та амортизаційних відрахувань за визначений термін. За цим показником визначається економічна доцільність інвестування конкретного варіанта проекту ГРР.

Показники *бюджетної* ефективності, основним з яких є бюджетний ефект (перевищення доходів відповідного бюджету над видатками), характеризують вплив реалізації проекту на доходи і видатки державного або місцевого бюджетів. Цей показник характеризує економічні інтереси держави щодо її участі у фінансуванні ГРР.

Економічну ефективність характеризують показники, які дають вартісну оцінку і відображають інтереси області, регіону, держави.

Основним критерієм *економічної ефективності інвестицій (комерційної, бюджетної тощо) проектів* виступає **сумарний економічний ефект (прибуток)**, який очікується отримати в результаті реалізації видобутої продукції.

Геолого-економічна оцінка всіх робіт з освоєння прогнозних родовищ вуглеводнів (здійснення інвестиційного проекту) проводиться в межах розрахункового періоду, тривалість якого береться з урахуванням:

- терміну пошуків, розвідки та розробки (при необхідності і ліквідації) майбутнього родовища вуглеводнів. Завершальним роком розробки родовища є рік отримання нульової рентабельності видобутку;
- досягнення заданого прибутку;
- вимог інвестора, обумовлених договором.

При ГЕО проектів визначення та зіставлення економічних показників здійснюється із врахуванням фактора часу і приведення їх до визначеного (вибраного) моменту або без врахування цього фактора. Для приведення різночасових витрат і результатів до вибраного часу використовується обґрунтована величина дисконту. Терміном, до якого приводяться всі показники, рекомендується брати рік початку видобутку ВВ та отримання доходу від реалізації продукції.

Повний термін реалізації проекту ГРР та видобутку вуглеводнів з очікуваного родовища поділяється при розрахунках (дисконтуванні) на два періоди: перший, який містить час проведення пошукових робіт (геофізичні дослідження та глибоке буріння) і підготовки продуктивних свердловин і другий, що охоплює час подальших пошукових і розвідувальних робіт, підготовки та проведення промислової розробки до межі рентабельності видобутку.

Коефіцієнт дисконтування інвестицій для конкретного року (a_t) при його постійній нормі (E) визначається за формулою:

$$a_t = (1 + E)^{\pm t}, \quad (10.4)$$

де t – рік розрахунку.

Додатне значення показника степеня береться в періоді, коли він менший від терміну приведення різночасових показників, а від'ємне – для періоду, який більший від терміну приведення.

Вибір оптимального варіанту проектів ГРР та зіставлення результатів ГЕО здійснюється шляхом дослідження таких основних показників:

- 1) чистого дисконтованого доходу – ЧДД;
- 2) індексу дохідності (прибутковості) – ІД;
- 3) терміну окупності інвестицій – $T_{ок}$.

Крім цих показників можуть визначатися та використовуватися й інші, якщо цього вимагають інтереси учасників проекту або його специфіка.

Чистий дисконтований дохід (ЧДД) формується з суми очікуваних щорічних (чи інших періодів часу) дисконтованих прибутків, приведених до року початку видобування продукції. Він є найінформативнішим показником доцільності інвестування робіт для кожного з учасників реалізації конкретного проекту. При постійній нормі дисконту ЧДД визначається за формулою:

$$ЧДД = \sum_{t=1}^T (R_t - B_t) \cdot (1 + E)^{t_{np}-t}, \quad (10.5)$$

де R_t – цінність видобутої і реалізованої продукції в t -му році;

B_t – сукупні витрати t -го року (капіталовкладення на ГРР і видобуток та експлуатаційні витрати без амортизаційних відрахувань);

E – величина дисконту (містить відсоток за банківський кредит і ризик);

T – розрахунковий термін реалізації проекту освоєння запасів прогнозного родовища;

t – поточний рік розрахунку, починаючи від початку ГРР;

t_{np} – повний час проведення ГРР до року початку розробки очікуваного родовища (береться зі знаком “+”); в цей період враховуються витрати на пошуково-розвідувальні роботи й підготовку продуктивних свердловин до ДПР. Подальші витрати на ГРР (у період часу $t > t_{np}$) враховуються разом з іншими капітальними витратами.

Інвестиційний проект геологічного вивчення перспективних об’єктів вважається ефективним, якщо ЧДД – позитивний.

Індекс дохідності (прибутковості) (ІД) являє собою відношення приведеної суми ефектів без врахування капітальних вкладень до величини капітальних вкладень:

$$ІД = \frac{\sum_{t=1}^T (R_t - Z_t) \cdot (1 + E)^{t_{np}-t}}{\sum_{t=1}^T K_t (1 + E)^{t_{np}-t}} \quad (10.6)$$

Індекс дохідності (прибутковості) розраховується з одних і тих же складових елементів, що і чистий дисконтований дохід. Між цими показниками існує тісний взаємозв’язок: якщо ЧДД позитивний, то $ІД > 1$ і навпаки. При $ІД > 1$ проект вважається ефективним.

Термін окупності інвестицій ($T_{ок}$) – це мінімальний термін (місяці, квартали, роки) від початку проведення ГРР на перспективному об’єкті, за межами якого ефект (дохід) стає і в подальшому при освоєнні запасів залишається позитивним. Знаючи значення сумарних витрат і отриманого ефекту (доходу) за роками, $T_{ок}$ можна розрахувати або з таблиць, або за допомогою графіка, на якому на осі абсцис відкладаються розрахункові роки.

Вартісна оцінка (цінність умовної продукції) результатів розраховується в базових, прогнозних або світових ринкових цінах на сиру нафту, природний газ та можливі супутні корисні компоненти. За базову береться зафіксована оптова ціна без відрахувань податку на додану вартість і рентних платежів, що склалася (очікується) на ринку ВВ на прийнятий (очікуваний) період часу (t_0). Базова ціна в розрахунках береться однаковою на протязі всього розрахункового періоду.

Сумарні витрати на освоєння майбутніх родовищ складаються з:

- щорічних витрат на пошуки і розвідку майбутніх родовищ, які передбачається виявити при реалізації проекту;
- щорічних витрат на видобуток нафти (газу), які складаються з капітальних вкладень та експлуатаційних витрат (без амортизаційних відрахувань);
- щорічних податків та платежів.

Достовірність параметрів виражається додатними і від’ємними похибками, що є основою *економічного ризику*, яка в свою чергу, в значній мірі впливає на рівень капітальних вкладень та експлуатаційних витрат. Під **економічним ризиком** розуміється можливість отримання природних та створення штучних техніко-економічних умов, за якими раніше позитивно оцінене прогнозне родовище (перспективний об’єкт) втрачає своє промислове значення.

Ступінь економічного ризику інвестицій в освоєння перспективних об’єктів, при умові визначення ГЕО для декількох варіантів проведення ГРР та розробки прогнозного родовища, розраховується за формулою:

$$P_{ек} = \frac{(P_{ин} - P_{пр})P_{ин}}{(P_{вр} - P_{пр})P_{онт}} 100\% \quad (10.7)$$

де $P_{ек}$ – економічний ризик, %;

$P_{ин}$ – прибутковість інвестицій, що влаштовує інвестора ГРР;

$P_{пр}$ – розрахункова прибутковість інвестицій для варіанта з незадовільними результатами пошуково-розвідувальних робіт та розробки прогнозного родовища;

$P_{вр}$ – розрахункова прибутковість для варіанта з високими результатами ГРР і видобутку;

$P_{онт}$ – прибутковість інвестицій оптимального варіанта з найімовірнішими середніми показниками результатів ГРР і видобутку.

Із формули 16.12 випливає два принципових висновки: якщо $P_{ин} \geq P_{онт}$, то ризик у всіх випадках неминучий і якщо $P_{ин} \leq P_{пр}$, то $P_{ек}$ отримує нульове або від’ємне значення, тобто ризик в таких випадках відсутній.

Важливе значення при оцінці ефективності ГРР має врахування якості виконання геологічних завдань стадії, етапу або всього науково-виробничого циклу. На це спрямовано низку показників, які часто використовуються на практиці, наприклад, коефіцієнт успішності відкриття родовищ (для оцінки ефективності пошукового етапу), частка продуктивних свердловин із загальної кількості пробурених свердловин (для оцінки ефективності методики проведення пошуків і розвідки) або одержання певного співвідношення запасів різних категорій (для характеристики розвідувального етапу і всього пошуково-розвідувального циклу). Проте вони недостатньо враховують якість підготовки запасів (тобто ступінь їхньої достовірності) головним чином через відсутність кількісного вмісту в цих критеріях, наприклад, в категоріях запасів, і вимагають удосконалення. Одним із шляхів

удосконалення є використання узагальненої функції розвідки, розглянутої в розділі 15, як критерію ефективності пошуково-розвідувальних робіт. Цей показник при мінімумі функції визначає оптимальну розвіданість нафтового покладу. В ньому відображаються:

а) геологічні умови та методика проведення пошуково-розвідувальних робіт (через величину вартості підготовки 1 т видобувних запасів нафти);

б) вплив майбутньої системи розробки родовища (через можливе збільшення вартості підготовки 1 т видобувних запасів нафти і собівартості видобутку запасів, якщо вони не підтвердяться в розмірі очікуваної похибки підрахунку);

в) терміни проведення робіт (шляхом урахування фактору часу при розрахунку витрат на пошуково-розвідувальні роботи).

При розрахунках показників ефективності слід мати на увазі, що не за всіма видами геологічних і геофізичних робіт витрати можна відносити на вартість підготовки запасів нафти і газу. Частина таких робіт (наприклад, регіональні геологічні, геофізичні та геохімічні зйомки, загальнотеоретичні дослідження та ін.) має загальнодержавне значення. В розрахунки варто включати лише ті витрати, які безпосередньо стосуються виконання завдань певної стадії або всього пошуково-розвідувального циклу.

Головні напрями науково-технічного прогресу в ГРР на нафту і газ пов'язані з широким розвитком фундаментальних і прикладних наукових досліджень, поліпшенням технічного та організаційного рівня ведення пошуків і розвідки.

Основні шляхи *науково-методичного* забезпечення підвищення ефективності ГРР такі:

1. Підвищення обґрунтування прогнозу нафтогазоносності нових територій і нових літолого-стратиграфічних і структурних комплексів у старих районах. Вибір на цій основі правильних напрямів ГРР і районів концентрації коштів, які інвестуються в пошуки та розвідку нафти і газу.

2. Зосередження основних обсягів робіт у найбільш перспективних районах, структурах і комплексах, де витрати на виявлення та розвідку нафти і газу мінімальні, а цінність одержаної продукції максимальна.

3. Посилення робіт із виявлення закономірностей формування та розташування у просторі зон нафтогазоагромадження, родовищ у зонах і покладів у родовищах.

4. З'ясування умов формування великих родовищ нафти і газу, які різко підвищують ефективність витрат на ГРР.

5. Удосконалення методик проведення пошуково-розвідувальних робіт на всіх стадіях і етапах, а саме:

– науково обґрунтований вибір мети та кількісне формулювання завдань (вимог до результатів) кожної стадії, етапу, пошуково-розвідувального етапу в цілому;

– підвищення якості підготовки нафтогазоперспективних об'єктів до глибокого пошукового буріння;

– покращання наявних і розроблення нових методик і систем розташування пошукових і розвідувальних свердловин на покладах різних типів на основі оптимізаційних рішень;

– раціональне комплексування різних засобів для виконання завдань відповідної стадії або етапу (наприклад, оцінка нафтогазоносності локальних структур за комплексом опосередкованих геофізичних і прямих геохімічних методів; поєднання буріння свердловин і детальної сейсморозвідки);

– формалізація геологічних ідей і методів вирішення прикладних завдань пошуків і розвідки родовищ нафти і газу;

– широке застосування геолого-математичних методів для аналізу результатів проведення пошуково-розвідувальних робіт і визначення оптимального ступеня розвіданості родовищ;

– удосконалення методів збирання, зберігання та пошуку геологічної інформації з метою підвищення оперативності та якості її оброблення на базі комп'ютеризованих систем;

– використання технічних досягнень інших наук з метою пошуків і розвідки родовищ нафти і газу (наприклад, розширення використання фотозйомки Землі з космосу для картування геологічних структур тощо).

6. Удосконалення критеріїв і систем оцінки геологічної результативності та економічної ефективності ГРР в цілому та окремих стадій і необхідних для цього показників.

Основними шляхами підвищення *технічного рівня* пошукових і розвідувальних робіт на нафту і газ є:

1. Підвищення вирішувальної спроможності геофізичних методів картування глибоко занурених відкладів.

2. Широке впровадження цифрового оброблення результатів сейсморозвідки.

3. Збільшення швидкості буріння та випробування свердловин, скорочення простоїв техніки та усунення непродуктивних витрат часу й коштів.

4. Широке впровадження комплексної механізації та автоматизації основних виробничих операцій: буріння свердловин, проведення польових і промислових геофізичних досліджень тощо.

5. Використання нових методів і технічних засобів буріння, розкриття продуктивних горизонтів і випробування пластів, відбору зразків порід і пластових флюїдів, геофізичних досліджень розрізів свердловин і т.ін. особливо в зв'язку із збільшенням глибин і пов'язаним з цим підвищенням пластових тисків і температур.

6. Створення комплексів або систем технічних засобів, що використовуються в різних видах пошуково-розвідувальних робіт (бурінні, геофізичних дослідженнях тощо).

В плані *організації* проведення ГРР великі резерви підвищення ефективності полягають в такому.

1. Планування пошуково-розвідувальних робіт на нових територіях повинно проводитись на основі комплексних програм на певний, досить великий проміжок часу (5, 10, 15 років).

2. Форсування проведення розвідки та введення в розробку великих родовищ нафти і газу, що зумовить значні якісні зрушення в ефективності роботи геологорозвідувальної та добувної галузі.

3. Проведення пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ необхідно погоджувати із розвитком інших галузей промисловості в даному районі (наприклад, будівництвом трубопровідного транспорту), що дозволить уникнути заморожування коштів, витрачених на розвідку родовищ, які ще не можуть бути освоєні.

4. Додержання раціональної послідовності проведення ГРР, яка за суттю є одним із засобів управління цим процесом.

5. Додержання єдиного підходу до організації робіт, а саме: проектування робіт, оперативний аналіз ходу їхнього виконання та коригування процесу у випадку необхідності. Такий підхід дозволить своєчасно встановити момент виконання завдання та уникнути зайвих витрат.

Питання для самоперевірки

- 1. Сутність геолого-економічної оцінки геологорозвідувальних робіт?*
- 2. Мета та основні положення ГЕО-3 ГРР?*
- 3. Мета та основні положення ГЕО-2 ГРР?*
- 4. Мета та основні положення ГЕО-1 (родовищ)?*
- 5. Особливості проведення ГЕО на різних стадіях геологорозвідувальних робіт?*
- 6. Послідовність проведення ГЕО?*
- 7. Необхідні вихідні дані для визначення показників результатів ГРР.*
- 8. Основні економічні показники ГЕО проектів ГРР?*
- 9. Методика розрахунку терміну окупності інвестицій в ГРР на нафту і газ?*
- 10. Шляхи підвищення інвестиційної привабливості об'єктів пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ?*

Розділ 11. Екологічна безпека при геолого-розвідувальних роботах на нафту і газ

Наслідки втручання людини у земні надра за своїми масштабами є не меншими, а іноді і перевищують наслідки деяких геологічних процесів. Так, загальна кількість вийнятих за рік при розробці шахт і кар'єрів гірських порід перевищує за своїми об'ємами кількість продуктів виверження, що кожний рік викидаються вулканами. Просідання ґрунтів у місцях експлуатації рідинних та газоподібних корисних копалин за швидкістю є не меншим за занурення земної поверхні при тектонічних коливальних рухах. У геологічній діяльності людини можна виділити руйнівну роботу, переробку мінеральної сировини, розміщення розкритих порід та промислових відходів і т. ін. Однією з форм руйнування літосфери є розробка родовищ нафти і газу. Внаслідок цього спостерігається зниження щільності продуктивних шарів і просідання порід над ними, а також забруднення літосфери, гідросфери та атмосфери.

Протягом багатьох століть в природі встановлювалися геохімічна та біохімічна рівноваги. Це створило передумови для розвитку органічного світу. Із розвитком людського суспільства і посиленням техногенної діяльності людини ці рівноваги стали поступово порушуватися. Спочатку техногенну діяльність людини можна було порівняти з природними процесами, але потім вона набагато перевершила їх. Це призвело до небажаних наслідків: виснаження надр, забруднення ґрунтів, вод і повітря, зникнення багатьох видів рослин та тварин і т. ін. Щоб відтворити порушений природний баланс, необхідно вирішити важливі проблеми, пов'язані з *охороною навколишнього середовища*. Останнє є комплексом заходів, спрямованих на *збереження та відновлення довкілля* і включає охорону атмосферного повітря, підземних та поверхневих вод, земель, флори та фауни, геологічного середовища.

Мета охорони навколишнього середовища – протидіяти негативним змінам в ньому, які мали місце у минулому, відбуваються зараз або мають бути. Актуальність цієї проблеми, що перетворилася на глобальну, пов'язана зі зростаючим антропогенним впливом. Це зумовлено демографічним вибухом, урбанізацією, розвитком гірничих розробок і комунікацій, забрудненням навколишнього середовища відходами, надмірним навантаженням на орні землі, ліси, водойми, земні надра включно з літосферою та підземною гідросферою.

Охорона надр – комплекс заходів, що здійснюються з метою їх комплексного використання, повного вилучення з них корисних копалин і максимально можливого доцільного зменшення втрат при їх розробці.

При розробці родовищ вуглеводнів частина корисних копалин залишається у надрах, а частина попадає у навколишнє середовище, забруднюючи його. Так, при розробці нафтових родовищ більше половини нафти залишається в надрах, а супутній газ спалюється у факелах. Тому

важливим завданням нафтогазовидобування є комплексна розробка родовищ з вилученням із продуктивних пластів нафти, газу та конденсату. Для повнішого вилучення вуглеводнів широко застосовуються різні технології інтенсифікації видобутку (гідророзрив пластів; кислотна обробка продуктивних товщ; закачування у нафтовий пласт природних газів та ін.). Головними задачами нафтогазової промисловості є: комплексне вилучення і використання нафтового і природного газу, супутнє вилучення конденсату, сірки, гелію та інших компонентів.

11.1. Законодавчі нормативи з екологічної безпеки при пошуках і розвідці вуглеводнів

Гірничі відносини у нафтогазовій галузі регулюються Конституцією України, Кодексом України «Про надра», Законом України «Про охорону навколишнього природного середовища», Законом України «Про нафту і газ» та іншими правовими актами, спрямованими на охорону та комплексне використання надр. Серед законодавчих вимог:

- 1) правильність державної реєстрації робіт з геологічного вивчення надр та наявність ліцензій на використання надр;
- 2) забезпечення повного і комплексного геологічного вивчення надр;
- 3) додержання встановленого законодавством порядку надання надр у користування і недопущення самовільного користування надрами;
- 4) раціональне вилучення і використання запасів корисних копалин і наявних в них компонентів;
- 5) додержання встановленого порядку обліку запасів корисних копалин, обґрунтованість і своєчасність їх списання;
- 6) недопущення шкідливого впливу робіт, пов'язаних з геологорозвідувальними роботами на вуглеводні;
- 7) охорона родовищ корисних копалин від затоплення, обводнення, пожеж та інших факторів, що впливають на якість корисних копалин і промислову цінність родовищ або ускладнюють їх розробку;
- 8) запобігання забрудненню надр в умовах підземного зберігання нафти, газу та інших речовин і матеріалів, захороненні шкідливих речовин і відходів виробництва, скиданні стічних вод;
- 9) додержання інших вимог, передбачених законодавством про охорону навколишнього природного середовища.

Державний нагляд за веденням робіт з геологічного вивчення надр, їх використанням та охороною, а також використанням і переробкою мінеральної сировини (державний гірничий нагляд) здійснюється Державним комітетом України по нагляду за охороною праці та його органами на місцях. Державний контроль за використанням і охороною надр у межах своєї компетенції здійснюють місцеві ради народних депутатів, органи виконавчої влади на місцях, Міністерство екології України та його органи на місцях.

Згідно із законодавством України про надра, особи, які є винними в його порушенні, несуть дисциплінарну, адміністративну, цивільно-правову або кримінальну відповідальність.

11.2. Основні екологічні ризики в процесі геологорозвідувальних робіт на нафту і газ

Основним видом робіт при пошуках і розвідці нафтових і газових родовищ є буріння свердловин. При їх закладанні необхідно враховувати всі заходи з охорони природних об'єктів - водойм, лісних насаджень, сільськогосподарських угідь, культурних та інших цінностей - від пошкодження і забруднення. Не можна допускати будівництво свердловин поблизу населених пунктів, шкіл, дитячих закладів, лікарень тощо. Місце закладання бурової узгоджується з органами місцевої влади, які, згідно із законодавством України, повинні надати земельну ділянку в розмірах, установлених технічними нормами. Звичайні розміри під розвідувальну свердловину - 1,2-1,5 га без під'їзних шляхів. Відбір земельної ділянки документується двостороннім актом.

У проектах пошуково-розвідувальних робіт мають бути передбачені заходи, що виключають нанесення шкоди покладам інших корисних копалин, які можуть бути в розрізі даної площі.

У процесі буріння свердловин у складних геологічних умовах трапляються прояви різних сил природи (впливи підземних термальних і мінеральних вод, неочікувані викиди нафти і газу, які інколи супроводжуються пожежами тощо).

Першочергове значення має охорона водоносних горизонтів від їх забруднення нафтопродуктами та хімічними компонентами під час розкриття свердловинами. Для цього використовують відповідну конструкцію свердловин, що забезпечує ізоляцію водоносних горизонтів; під час ліквідації свердловини ці горизонти мають бути ізольовані цементуванням.

До початку буріння свердловини складають геолого-технічний наряд, в якому потрібно передбачити інтервали можливих ускладнень у процесі буріння. Під час буріння необхідно вжити заходів, які попереджують відкрите фонтанування, грифоутворення, обвали стовбура свердловини, водопрояви тощо.

Не менш важливою є ізоляція в усіх свердловинах нафтогазоносних пластів один від одного і від водоносних горизонтів. Для попередження перетоків за експлуатаційною колоною необхідна наявність надійного цементного кільця, яке би забезпечувало ізоляцію згаданих горизонтів.

Попередження газо- і нафтопроявів і боротьба з ними в процесі буріння свердловин особливо необхідні в районах, в яких є аномально високі пластові тиски. У цих випадках використовують обважені глинисті розчини, які здатні створити в стовбурі свердловини гідростатичні тиски, що переважають пластові.

Особливо небезпечними є відкрите фонтанування та утворення грифонів на родовищах, приурочених до сильнопорушених складок і відкладів із вторинними резервуарами. В цих випадках можуть відбуватися провали бурового інструменту, а також утворення грифонів з викидом газу в атмосферу. Утворення грифонів і відкритого фонтанування попереджують спусканням спеціальної колони, яка перекриває верхню частину розрізу свердловини.

Під час розвідки родовища в процесі розкриття розвідувальними свердловинами верхніх горизонтів, які вже розробляються, може спостерігатися поглинання бурового розчину в ці горизонти. У таких випадках слід обмежити експлуатацію найближчих видобувних свердловин до закінчення буріння розвідувальної свердловини або перекрити експлуатаційний об'єкт проміжною колоною.

Пошукові і розвідувальні свердловини можуть бути тимчасово законсервовані з таких причин: а) неможливість під'їзду до бурової через паводок, зсув, порушення устя свердловини внаслідок стихійних явищ; б) неможливість подальшого поглиблення свердловини при встановленому обладнанні тощо. З метою запобігання ускладнень та аварій свердловини потрібно обладнувати таким чином, щоб забезпечити нормальний стан стовбура після розконсервації.

Для консервації свердловин, які в подальшому експлуатуватимуть, їх стовбур заливають глинистим розчином, який інколи обробляють ПАР, а верхню частину стовбура (до 30 м) заповнюють нафтою.

Під час ліквідації свердловин в інтервалах зі слабoproдуктивними або непродуктивними пластами встановлюють цементні мости. Висота кожного цементного моста має дорівнювати товщині пласта плюс 20 м вище покрівлі і нижче підшови пласта. Над покрівлею верхнього пласта цементний міст встановлюють на висоту не менше 50 м.

Стовбур свердловини заливають якісним глинистим розчином, який створює на вибої тиск, що перевищує пластовий. Вилучення обсадних колон дозволяється за відсутності газових і газоконденсатних покладів, а також напірних мінералізованих пластових вод, здатних забруднювати верхні прісні води.

Ліквідація свердловини, як і попередні ізоляційні роботи, проводиться за планом, складеним виконавцем робіт і узгодженим з відповідними органами з охорони надр.

11.3. Охорона геологічного довкілля в процесі буріння свердловин

В процесі буріння нафтових і газових свердловин створюються значні технологічні навантаження на об'єкти гідро-, літо- та атмосфери. Як правило, техногенним змінам піддається все геологічне середовище у районах буріння свердловин, включаючи товщу гірських порід від вибою свердловини до земної поверхні, а нерідко й саме довкілля. Спорудження свердловини може

призводити до небажаних змін хімічного складу підземних і поверхневих вод, впливати на склад ґрунтів, рослинний і тваринний світ, змінювати пластові тиски і рівні поверхневих вод, а іноді й інженерно-геологічні умови місцевості.

У процесі будівництва свердловин основними джерелами забруднення є бурові та тампонажні розчини, бурові стічні води і шлам вибурених порід, продукти випробування свердловин.

Найнебезпечнішими для об'єктів природного середовища є відходи буріння, які нагромаджуються та зберігаються безпосередньо на території бурової. Ці відходи містять широкий спектр забруднювачів мінеральної й органічної природи, оскільки їх основою є матеріали і хімічні реагенти, що використовуються для приготування та обробки бурових розчинів.

Найбільший об'єм серед відходів буріння складають бурові стічні води. Наприклад, добове споживання води залежно від умов буріння та організації водопостачання становить від 25-30 до 100-120 м³. Для буріння свердловин переважно використовують води з озер і річок.

Ступінь забруднення геологічного середовища буровими розчинами залежить від кількості та токсичності хімічних реагентів, які застосовують для приготування промивальних рідин. Їх кількість в розчині має бути мінімальною і не перевищувати граничнодопустимої концентрації.

Відпрацьовані бурові розчини, стічні води і шлам надходять у земляні амбари, які здебільшого не мають надійної ізоляції як з поверхневими, так і з підземними водами. У результаті відбуваються розтікання рідин, забруднення природних об'єктів, поверхневих водойм і водотоків, інфільтрація забруднювачів у верхні водоносні горизонти. Несвоєчасно ліквідовані шламові амбари є тривалим джерелом забруднення природного середовища.

Забруднювальні властивості бурового шламу зумовлені мінеральним складом вибуреної породи та залишками бурового розчину. Внаслідок адсорбції на поверхні частинок шламу хімічні реагенти стають великими забруднювачами через наявність органічних компонентів, розчинених мінеральних солей. У середньому на 1 м³ відходів припадає до 68 кг органічних забруднювачів без урахування нафти і нафтопродуктів.

Із всіх відходів найбільш токсичними є нафта і нафтопродукти. На дуже забруднених ділянках глибина проникнення нафти може становити 90 см і більше. На цих ділянках рослинність гине майже повністю. Тому наявність нафти у воді навіть у невеликій кількості робить останню непридатною для життя і господарсько-побутового використання, надзвичайно різко негативно позначається на флорі й фауні. Природне окиснення нафти відбувається дуже повільно і в аеробних умовах закінчується не раніше, ніж через 100-150 діб.

Найбільші збитки навколишньому середовищу завдають аварійні викиди і відкрите фонтанування свердловин, особливо нафтою. За останні 30 років лише в Україні було 86 аварійних викидів нафти, газоконденсату, газу і води в Дніпровсько-Донецькій западині, Передкарпатському прогині та Причорноморсько-Кримському регіоні. Ці викиди іноді супроводжувалися

пожежами, людськими жертвами, виселенням людей із населених пунктів, втратою свердловин і природних ресурсів, виведенням із ладу значних ділянок родючих земель і великими матеріальними витратами на їх ліквідацію. Більшість цих аварій відбулися в пошукових і розвідувальних свердловинах унаслідок порушення технології буріння та випробування і лише 20 % — з причин, що не залежать від виконавців робіт.

Так, на Глинсько-Розбишівському родовищі (Дніпровсько-Донецька западина) під час розкриття нафтогазонасичених пластів надсольового девону з глибини 4548 м стався викид промивальної рідини густиною 1560 кг/м³. При аварійному фонтануванні свердловина викидала до 2 млн м³ газу, 10 тис. м³ води і 40-50 т нафти за добу.

Із викинутої суміші на ґрунтовий покрив у значному об'ємі випадали солі, нафта, буровий розчин і хімічні реагенти.

Аварійне фонтанування може продовжуватися від кількох діб до 2-3 років. Наприклад, свердловина Західнохрещищенська-35 фонтанувала 661 добу з утворенням навколо неї газових грифонів.

Зони аномально високих пластових тисків (АВПТ), з якими пов'язані аварії свердловин, поширені в усіх нафтогазоносних областях. Глибина їх поширення переважно залежить від геологічної будови і термальних умов. Так, у Західному регіоні України зони АВПТ флюїдів встановлено в розрізах понад 40 площ, де його перевищення над гідростатичним становить від 11 до 50, а іноді до 98 МПа. У Дніпровсько-Донецькій западині зони АВПТ флюїдів встановлені майже на 40 площах в інтервалі глибин 2259-6750 м. На цих глибинах тиски флюїдів відповідно становлять 46,0 і 87,9 МПа.

Якщо в ґрунт потрапляють мінеральні солі, відбуваються незворотні зміни його агрохімічних властивостей, переформовується його структура, створюються солончаки. Під час буріння свердловин соленасиченими буровими розчинами внаслідок міграції насичених солями вод площа засолення території досягає 4,5 га.

Для забезпечення нормативної якості природного середовища в процесі буріння свердловин потрібно:

- застосовувати екологічно чисті матеріали і технічні реагенти для бурових розчинів;
- дотримуватися техніко-технологічних рішень для організованого збирання виробничих відходів і їх безпечного зберігання на території бурової під час спорудження свердловини;
- вживати заходів щодо утилізації, вивезення, очищення та знешкодження відходів буріння як в процесі спорудження свердловин, так і під час ліквідації шламових амбарів;
- вживати заходів щодо відновлення земель, порушених бурінням, і ліквідувати наслідки забруднення природного середовища в районах проведення бурових робіт.

Комплекс природоохоронних робіт обирають з урахуванням особливостей природно-кліматичних і ґрунтово-ландшафтних умов ділянок спорудження свердловин і проектної технології їх буріння.

Для відходів буріння на території бурової слід передбачити інженерну систему організованого їх збирання. З цією метою встановлюють спеціальні чани або споруджують земляні котловани. Об'єми котлованів мають відповідати об'єму відходів, які утворюються під час буріння свердловини.

Найкращим і найефективнішим методом утилізації відпрацьованих бурових розчинів є їх повторне використання.

Основними методами очищення бурових стічних вод є фізико-хімічна коагуляція (реагентне очищення та електрокоагуляція), механічні (фільтрування, центрифугування), іонні обміни та ультрафільтрація. Відходи бурових розчинів і шлам можна знешкоджувати термічним методом, твердненням і згущенням маси, хімічною нейтралізацією. Методи знешкодження відходів вибирають конкретно з урахуванням можливостей бурового підприємства та рівня забруднення і небезпеки таких відходів.

Очищені бурові стічні води скидають в осінньо-зимовий період через спеціальні дренажні фільтрувальні площадки, споруджені в мінеральному ґрунті, враховуючи тип ґрунтів, мінералізацію води та відповідні норми їх скидання. Місце скидання очищених бурових стічних вод вибирають з урахуванням гідрогеологічних умов району, природної захищеності Ґрунтових вод у районі водозаборів підземних вод, геоморфології тощо.

Не рекомендується розташовувати такі місця в районі живлення водоносного горизонту, який експлуатується, в районах розвитку карсту, в низьких терасах річок тощо. Не можна скидати стічні води в місцях виходу на поверхню тріщинуватих порід, на територіях першого та другого поясів санітарної охорони джерел господарсько-питного водопостачання і мінеральних вод, а також у зонах санітарної охорони курортів.

Відновлення (рекультивуацію) земель, порушених бурінням, здійснюють у два етапи. Спочатку рекультивують землі, забруднені нафтою. У разі аварійного розливання нафти та нафтопродуктів і потрапляння їх у водойми слід передбачити заходи для локалізації розливів, їх збирання з подальшою утилізацією, біодеградацією або безпечним похованням у мінеральному ґрунті.

Під *рекультивацією* розуміють комплекс робіт, який спрямований на відновлення продуктивності і народногосподарської цінності порушених земель, а також на поліпшення умов охорони навколишнього середовища. Перший, гірничотехнічний, етап рекультивації проводять шляхом планування, зняття, транспортування та нанесення родючого ґрунту на ділянки рекультивації. Другий, біологічний, етап — це оброблення рослинного шару відчуженої ділянки землі органічними і мінеральними добривами згідно з рекомендаціями агрономічної служби.

11.3.1. Екологічна безпека при виконанні

морських геологорозвідувальних робіт на нафту і газ

У процесі проведення геологорозвідувальних робіт та розробки морських родовищ нафти і газу можливе забруднення навколишнього середовища. В море можуть попадати відходи буріння і видобутку, такі як шлам, бурові стічні води, окремі хімічні реагенти, продукти випробування свердловин тощо. Витікання нафти в море призводить до забруднення акваторії і наносить велику шкоду рибному господарству, пляжам тощо.

Всупереч поширеній думці, частка забруднень Світового океану нафтою і нафтопродуктами, яка пов'язана з видобутком їх на морських родовищах, становить лише близько 100 000 т/рік, або менше 1,5 % загального обсягу нафтових забруднень. Приблизно 75 % цієї кількості припадає на різні аварії, а решта попадає в море під час звичайної техніки проведення буріння і транспортування нафти.

Зі збільшенням видобутку нафти на морських родовищах імовірність аварій різко збільшується. Як ілюстрацію розмірів можливих розливів нафти в процесі проведення розвідувальних робіт можна навести один з найбільших в історії нафтових забруднень викид нафти і газу в 1979 р. у затоці Кампече, у 180 км від узбережжя Мексики. Викид стався під час розкриття нафтогазоносної формації, внаслідок чого загорівся газ і протягом кількох годин полум'я знищило всі верхні надбудови бурової установки. За час аварії дебіт свердловини становив 5900-6350 м³/добу і в море було вилито близько 496 тис. м³ нафти, втрачена кількість газу не піддається оцінці. Розлита нафта покрила 10 % площі Мексиканської затоки шаром до 15 см. Частину розлитої нафти вітром і течією віднесло до побережжя США, більш ніж за 600 км від місця аварії; на узбережжі штату Техас було 114 тис. м³ нафти.

У загальному комплексі заходів, необхідних для боротьби із забрудненням морської води, можна виділити два основних:

- розробка заходів для попередження забруднення морської води;
- розробка заходів для ліквідації забруднень.

У зарубіжній практиці широко застосовують систему збору всіх рідких відходів у резервуари для їх зберігання. З метою попередження забруднення моря платформи і приєстакадні майданчики для буріння свердловин оснащують: технічними засобами для збору і вивозу шламу (шламозбірники, підйомні крани і транспортні контейнери); геометричною системою прийому і видачі паливно-мастильних матеріалів і евакуації відпрацьованих масел; блоками прийому, збереження і видачі порошкоподібних хімічних реагентів і обважнювачу по замкнутій пневмосистемі; закритою циркуляційною системою промивальної рідини; системами збору, очистки та утилізації бурових стічних вод; системами збору та евакуації господарських і фекальних вод, повторного водопостачання тощо.

У разі виливу нафти, її збір з поверхні моря проводиться окремими методами і технічними засобами або сумісним їх комплексом:

- за допомогою механічних засобів (суден-нафтозбірників);

- шляхом поглинання нафти сорбентами;
- виведенням нафтових плям хімічними і біологічними препаратами;
- спалюванням нафти та ін.

Усі ці методи мають свої недоліки і переваги, їх застосування визначається конкретними умовами.

Як свідчить світовий досвід розвитку нафтогазодобувної промисловості у морських акваторіях, загальні витрати на реалізацію природоохоронних заходів мають становити до 30 % сумарних капіталовкладень у розвідку та освоєння родовища.

11.4. Юридична відповідальність за порушення користування надрами при пошуках, розвідці та видобуванні вуглеводнів

Відповідальність за порушення законодавства надрокористування – важлива складова правового забезпечення раціонального використання й охорони надр. Вона здійснюється у межах правовідносин між суб'єктом, який порушив приписи правової норми, та державою в особі її органів. Юридичну відповідальність спрямовано на стимулювання додержання правових норм, відновлення порушених прав, а також запобігання вчиненню правопорушень.

Юридичний зміст відповідальності полягає в безумовному обов'язку правопорушника зазнавати несприятливих наслідків особистого, майнового чи організаційного характеру. Вид і ступінь цих наслідків передбачено відповідними санкціями правових норм.

Відповідальність за порушення законодавства завжди пов'язана з негативними правовими наслідками як результатом неправомірних дій винної особи.

Юридична відповідальність – один з найважливіших правових засобів забезпечення дотримання законодавства з питань природокористування та забезпечення екологічних прав громадян, юридичних осіб та держави. Підставою для застосування такої відповідальності є факт вчинення правопорушення, тобто винної, протиправної поведінки, яка порушує встановлений нормами права правопорядок. Основною рисою правопорушення у галузі природокористування, яка відрізняє його від інших правопорушень, є його екологічна спрямованість.

У сучасних умовах важливого значення набувають охоронна, превентивна та виховна функції відповідальності за правопорушення. Вони є засобом охорони та забезпечення встановленого в державі правопорядку.

Нарешті, у деяких випадках юридична відповідальність за порушення законодавства виконує каральну функцію, коли вона є наслідком вчинення кримінальних чи адміністративних правопорушень.

Правочини, пов'язані з користуванням надрами, вчинені з порушенням вимог, передбачених Кодексом України «Про надра», є недійсними. Особи, винні у вчиненні таких правочинів, а також у:

- самовільному користуванні надрами, порушенні норм, правил і

вимог щодо проведення робіт з геологічного вивчення надр;

- вибіркового виробленні багатих ділянок родовищ, що призводить до наднормативних втрат корисних копалин;
- наднормативних втратах і погіршенні якості корисних копалин під час їх видобування;
- пошкодженні родовищ корисних копалин, які повністю виключають або суттєво обмежують можливість їх подальшої експлуатації;
- порушенні встановленого порядку забудови площ залягання корисних копалин;
- невиконанні правил охорони надр та вимог до безпеки людей, майна та навколишнього природного середовища від шкідливого впливу робіт, пов'язаного з користуванням надрами;
- знищенні або пошкодженні геологічних об'єктів, що становлять особливу наукову та культурну цінність, спостережних режимних свердловин, а також маркшейдерських і геодезичних знаків;
- незаконному знищенні маркшейдерської або геологічної документації, а також дублікатів проб корисних копалин, необхідних для подальшого геологічного вивчення надр і розробки родовищ;
- невиконанні вимог щодо приведення гірничих виробок і свердловин, які ліквідовано або законсервовано, у стан, який гарантує безпеку людей, а також вимог щодо збереження родовищ, гірничих виробок і свердловин на час консервації,

– несуть дисциплінарну, адміністративну, цивільно-правову і кримінальну відповідальність згідно із законодавством України (ст. 65 Кодексу України «Про надра»).

У Кодексі України «Про надра» розкривається ст. 56 «Основні вимоги в галузі охорони надр». Аналіз цієї статті дозволяє зробити висновок, що охорону надр зведено до охорони корисних копалин під час геологічного вивчення надр та їх видобутку, а також запобігання забруднення надр. Разом із тим у п. 9 ст. 63 про повноваження державного гірничого нагляду щодо ведення робіт по геологічному вивченню надр, їх використанню та охороні вказано, що перевіряються правильність і своєчасність проведення заходів, що гарантують безпеку людей, майна і навколишнього природного середовища, гірничих виробок і свердловин від шкідливого впливу робіт, пов'язаних з користуванням надрами. Більш того, у ст. 65 Кодексу України «Про надра» про відповідальність за порушення законодавства про надра вказується, що за невиконання п. 9 ст. 63 цього кодексу може бути застосована дисциплінарна, адміністративна, цивільно-правова та кримінальна відповідальність за відсутності цього пункту в основній ст. 56.

Дисциплінарна відповідальність за порушення законодавства про надра полягає у застосуванні дисциплінарних стягнень до працівників, які вчинили дисциплінарні правопорушення (проступки).

Такими правопорушеннями, зокрема у сфері проведення гірничих робіт, є:

- невиконання правил безпеки та правил технічної експлуатації, єдиних

правил безпеки під час підливних робіт та інших нормативно-правових актів, що регулюють безпеку проведення гірничих робіт, ухвалених у встановленому законодавством порядку;

- ухвалення технічних рішень, що не відповідають вимогам гірничого законодавства;

- проведення гірничих робіт без затвердженої в установленому порядку технічної документації (проектів, паспортів тощо) або з порушенням їх вимог;

- переключення розрахунків і показників безпеки гірничих робіт;

- невиконання законних вимог спеціально уповноважених державних органів у сфері проведення гірничих робіт;

- пошкодження вентиляційних приладів, засобів протипожежного захисту та порушення режиму вентиляції;

- порушення встановлених правил вибухозахисту електроустаткування;

- невиконання заходів щодо запобігання газодинамічним явищам;

- паління та користування вогнем на гірничих підприємствах, а також проведення вогневих і підливних робіт з порушенням правил безпеки;

- проведення гірничих робіт на гірничих підприємствах без виконання протиаварійних заходів;

- виведення з ладу апаратури газового, струмового та протиаварійного захисту, сигналізації та зв'язку, а також самовільне проникнення у підземні гірничі виробки;

- інші передбачені законами України правопорушення (ст. 49 Гірничого закону України).

Застосування дисциплінарних стягнень до працівників гірничих підприємств регулюється Кодексом України «Про надра» та Гірничим законом України (ст. 51).

Умови настання дисциплінарної відповідальності за надрові правопорушення:

- протиправність;

- наявність вини правопорушника;

- професійна правосуб'єктність;

- невиконання чи неналежне виконання вимог, які становлять коло службових професійних обов'язків правопорушника.

Цивільно-правова відповідальність за порушення законодавства про надрокористування проявляється в покладанні на винну фізичну чи юридичну особу в установленому порядку несприятливих майнових наслідків за вчинене конкретне правопорушення в межах, передбачених чинним законодавством, тобто обов'язку відшкодувати заподіяну шкоду (збитки). Цей вид відповідальності, як правило, виражається в двох формах: відшкодуванні збитків і стягненні неустойки. Правовою підставою цивільної

відповідальності за порушення нормативних приписів про надрокористування є ст. 67 Кодексу України «Про надра».

Згідно зі ст. 67 Кодексу України «Про надра» підприємства, установи, організації та громадяни зобов'язані відшкодувати збитки, завдані внаслідок порушення законодавства про надра, в розмірах і порядку, встановлених законодавством України. При цьому слід розрізняти відшкодування збитків, заподіяних правопорушенням, і відшкодування збитків, заподіяних без правопорушення. Наприклад, коли надрокористувачу надається земельна ділянка, яка правомірно вилучається у землекористувача, надрокористувач зобов'язаний відшкодувати колишньому землекористувачу збитки в межах, встановлених спеціальним законодавством. У цьому випадку немає правопорушення, однак на підставі нормативного припису надрокористувач зобов'язаний відшкодувати втрати сільськогосподарського та лісогосподарського виробництва (ст. 207 Земельного кодексу України).

Гірничодобувні підприємства, діяльність яких пов'язана з підвищеною небезпекою для навколишнього природного середовища та життя і здоров'я громадян, можуть бути зобов'язані відшкодувати шкоду згідно зі ст. ст. 1187, 1188 Цивільного кодексу України за відсутності безпосередньої вини в заподіянні шкоди. Можливі й інші випадки відшкодування надрокористувачами заподіяної ними шкоди без наявності їх вини.

Цивільна відповідальність застосовується переважно за умови наявності вини в діях заподіювача. Це загальний принцип юридичної відповідальності, який застосовується в разі порушення вимог гірничого законодавства.

Загалом умовами, за яких настає майнова (цивільно-правова відповідальність), є такі:

- протиправність;
- причинний зв'язок між заподіяною шкодою та протиправною дією;
- наявність вини осіб, які завдають шкоди;
- підвищений екологічний ризик і небезпечна діяльність [8].

Загальні підстави відповідальності за завдану майнову шкоду передбачено ст. 1166 Цивільного кодексу України.

Поширеним правопорушенням у галузі надрокористування є невиконання багатьма надрокористувачами обов'язку щодо приведення земельних ділянок, порушених під час користування надрами, в стан, придатний для їх подальшого використання. Наявність значної частини невідновлених земель, порушених під час розробки родовищ корисних копалин і торфу, пояснюється тим, що землекористувачі та органи прокуратури майже ніколи не подають позови про спонукання надрокористувачів до проведення робіт щодо рекультивації земель. Якщо землекористувачі самі виконують роботи з рекультивації земель, то вони мають право на стягнення з надрокористувачів усіх понесених ними витрат у межах проектної вартості робіт. Часто користувачі надр допускають псування земель. У цьому випадку вони зобов'язані відшкодувати збитки з урахуванням усіх вимушених витрат на відновлення землі, а також доходів, які могли б отримати землекористувачі

за час приведення земель у стан, придатний для використання за призначенням.

У процесі здійснення надрокористування збитки можуть бути заподіяні тваринному світу, водним і лісовим ресурсам, будівлям і спорудам, здоров'ю громадян та ін. У таких випадках визначення заподіяної шкоди здійснюється згідно зі спеціальними нормативними актами, які регулюють порядок відшкодування збитків, або з урахуванням вимог ст. 1166 ЦК України, якщо порядок відшкодування шкоди не регулюється спеціальним законодавством.

Адміністративна відповідальність за порушення норм природокористування – це вид юридичної відповідальності, яка передбачає заходи адміністративного впливу за протиправні й винні діяння, що порушують встановлений порядок використання природних ресурсів, охорони навколишнього природного середовища та вимог екологічної безпеки.

Адміністративну відповідальність за порушення законодавства про надра передбачено Кодексом України про адміністративні правопорушення (зокрема ст. ст. 47, 57, 58). Згідно зі ст. 47 Кодексу про адміністративні правопорушення посадові особи й громадяни несуть адміністративну відповідальність за порушення права державної власності на надра, що проявляється в самовільному користуванні надрами чи укладенні угод, які в прямій чи прихованій формі порушують зазначене право.

Ст. 57 Кодексу України про адміністративні правопорушення передбачено відповідальність за порушення вимог до охорони надр. Самовільна забудова площ залягання корисних копалин, невиконання правил охорони надр і вимог щодо охорони навколишнього природного середовища, будівель і споруд від шкідливого впливу робіт, пов'язаних з користуванням надрами, знищення або пошкодження спостережних режимних свердловин на підземні води, а також маркшейдерських і геодезичних знаків тягнуть за собою накладення штрафу на громадян від чотирьох до семи неоподатковуваних мінімумів доходів громадян і на посадових осіб – від десяти до чотирнадцяти неоподатковуваних мінімумів доходів громадян.

Вибіркова розробка багатих ділянок родовищ, яка призводить до необґрунтованих втрат балансових запасів корисних копалин, наднормативні витрати й наднормативне розубожування корисних копалин під час видобування, псування родовищ корисних копалин та інші порушення вимог раціонального використання їх запасів тягнуть за собою накладення штрафу на посадових осіб від десяти до чотирнадцяти неоподатковуваних мінімумів доходів громадян. Втрата маркшейдерської документації, невиконання вимог щодо приведення гірничих виробок і бурових свердловин, які ліквідуються або консервуються, у стан, що забезпечує безпеку населення, а також вимог щодо збереження родовищ, гірничих виробок і бурових свердловин на час консервації тягнуть за собою накладення штрафу на посадових осіб від десяти до чотирнадцяти неоподатковуваних мінімумів доходів громадян.

Ст. 58 Кодексу України про адміністративні правопорушення передбачає відповідальність за порушення правил і вимог проведення робіт з геологічного вивчення надр. Порушення правил і вимог з геологічного вивчення надр, яке може призвести чи призвело до недостовірної оцінки розвіданих запасів корисних копалин або умов для будівництва та експлуатації підприємств з видобування корисних копалин, а також підземних споруд, не пов'язаних з видобуванням корисних копалин, і втрата геологічної документації, дублікатів проб корисних копалин чи керна під час геологічного вивчення надр і розробки родовищ, тягнуть за собою накладення штрафу на посадових осіб від десяти до чотирнадцяти неоподатковуваних мінімумів доходів громадян.

Кримінальна відповідальність передбачається за діяння, які становлять суспільну небезпеку і порушують законодавство про використання й охорону надр. Цей вид відповідальності застосовується значно рідше порівняно з іншими видами відповідальності, оскільки в кримінальному законодавстві встановлено більш вузьке коло злочинних правопорушень у цій сфері.

Підставою для застосування кримінальної відповідальності є вчинення злочину, тобто найнебезпечнішого правопорушення, відповідальність за яке передбачено Кримінальним Кодексом України.

Ст. 240 Кримінального Кодексу України передбачає кримінальну відповідальність за порушення встановлених правил охорони надр, якщо це створило небезпеку для життя, здоров'я людей чи довкілля, а також за незаконне видобування корисних копалин, крім загальнопоширених. Цей злочин карається штрафом до п'ятдесяти неоподатковуваних мінімумів доходів громадян або обмеженням волі на строк до двох років. Ті самі діяння, вчинені на територіях та об'єктах природно-заповідного фонду або повторно, або якщо вони спричинили загибель людей, їх масове захворювання або інші тяжкі наслідки, караються обмеженням волі на той самий строк, з конфіскацією незаконно добутого та знарядь видобування.

Кримінальну відповідальність встановлено за порушення правил безпеки під час виконання робіт з підвищеною небезпекою на виробництві або будь-якому підприємстві особою, яка зобов'язана їх дотримуватись (ст. ст. 272, 273). До таких робіт законодавець відніс також гірничі роботи. *Гірничі роботи* – це комплекс робіт з проведення, кріплення та підтримки гірничих виробок і виймання гірничих порід в умовах порушення природної рівноваги, можливості прояву небезпечних і шкідливих виробничих факторів (ст. 1 Гірничого закону України). Якщо порушення правил безпеки гірничих робіт створило загрозу загибелі людей чи настання інших тяжких наслідків або заподіяло шкоду здоров'ю потерпілого, винна особа карається штрафом до п'ятдесяти неоподатковуваних мінімумів доходів громадян або виправними роботами на строк до двох років, або обмеженням волі на строк до трьох років. Якщо це правопорушення спричинило загибель людей або інші тяжкі наслідки, винна особа карається обмеженням волі на строк до п'яти років або позбавленням волі на строк до восьми років. Ця відповідальність

стосується посадових осіб, в обов'язки яких входить контроль за дотриманням правил безпеки гірничих робіт і правил безпеки на вибухонебезпечних підприємствах або у вибухонебезпечних цехах, а також норм розробки надр з урахуванням найбільш повного й комплексного їх використання та економічної доцільності.

Кримінальну відповідальність встановлено також за порушення законодавства про континентальний шельф України. Зокрема, порушення законодавства про континентальний шельф України, що заподіяло істотну шкоду, а також невжиття особою, що відповідає за експлуатацію технологічних установок або інших джерел небезпеки в зоні безпеки, заходів для захисту живих організмів моря від дії шкідливих відходів або небезпечних випромінювань та енергії, якщо це створило небезпеку їх загибелі або загрожувало життю чи здоров'ю людей, караються штрафом від ста до двохсот неоподатковуваних мінімумів доходів громадян або обмеженням волі на строк до трьох років, або позбавленням волі на строк до двох років із конфіскацією всіх знарядь, якими користувалася винна особа для вчинення злочину, або без такої.

Дослідження, розвідування, розробка природних багатств та інші роботи на континентальному шельфі України, які проводяться іноземцями, якщо це не передбачено договором між Україною та зацікавленою державою, згоду на обов'язковість якого надано Верховною Радою України або спеціальним дозволом, виданим у встановленому законом порядку, караються штрафом від п'ятдесяти до ста неоподатковуваних мінімумів доходів громадян або арештом на строк до шести місяців із конфіскацією обладнання (ст. 244).

Питання юридичної відповідальності за правопорушення в сфері природокористування в діяльності судових органів узагальнено в Постанові Пленуму Верховного Суду України 10.12.2004 р. № 17 «Про судову практику у справах про злочини та інші правопорушення проти довкілля».

У пунктах 3 і 4 цієї Постанови Пленуму Верховного Суду України визначено, що суб'єктами злочинів проти довкілля можуть бути особи, які досягли 16-річного віку. У випадках притягнення до кримінальної відповідальності за ці злочини службових осіб, котрі вчинили їх із використанням свого службового становища, їхні дії за наявності до того підстав мають кваліфікуватися також за відповідними статтями кримінального кодексу, якими передбачено відповідальність за злочини у сфері службової діяльності, крім ст. 238, ч. 2 ст. 248 Кримінального кодексу України.

Під час розгляду кримінальних справ про злочини проти довкілля судам належить встановлювати всі обставини, що підлягають доведенню. З'ясовуючи обставини вчиненого протиправного діяння, необхідно особливо ретельно перевіряти, чи є причинний зв'язок між ним і фактом заподіяння шкоди навколишньому природному середовищу, чи не зумовлені шкідливі наслідки факторами, що не залежали від волі підсудного (стихійне лихо, пожежа тощо).

Відповідальність за злочини проти довкілля настає і в тому разі, коли відповідні дії були вчинені у зв'язку з виробничою або іншою діяльністю.

Разом із тим нормами матеріального права визначено коло порушень та встановлено відповідні санкції. Зокрема, суди мають підвищувати ефективність застосування правових засобів до припинення порушень законодавства про природокористування, активніше виявляти причини й умови, що сприяють екологічним правопорушенням, реагувати з метою усунення їх винесенням окремих ухвал, розширювати гласність судових процесів у такій категорії справ.

Питання для самоперевірки

- 1. Перелічіть основні вимоги в галузі охорони надр, що регулюються Кодексом України «Про надра».*
- 2. Перелічіть основні вимоги щодо охорони надр під час пошуків і розвідки родовищ нафти і газу?*
- 3. Які техногенні навантаження є небезпечними для навколишнього середовища під час буріння свердловин?*
- 4. Які заходи застосовують для попередження забруднення моря рідкими відходами в процесі буріння свердловин на морських акваторіях?*
- 5. У чому полягає проблема охорони геологічного середовища?*
- 6. Яка юридична відповідальність передбачена за порушення користування надрами?*
- 7. Які види відповідальності передбачені за порушення Кодексу України «Про надра»?*

ЛІТЕРАТУРА

1. Бакиров А.А. Геологические основы прогнозирования нефтегазоносности недр/ А.А. Бакиров. – М.: Недра, 1973. – 344 с.
2. Бакиров А.А. Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа/ А.А. Бакиров, Э.А. Бакиров, В.С. Мелик-Пашаев. – Учебник для вузов – 3-е изд. – М.: Высш. шк., 1987. – 384 с.
3. Бакиров А.А. Нефтегазоносные провинции и области СССР/ А.А.Бакиров, Г.Е. Рябуха, Н.М. Музыченко. – М.: Недра, 1979. – 456 с.
4. Бакиров Э.А. Геология нефти и газа. Учебник для вузов/ Э.А. Бакиров, В.И. Ермолкин, В.И. Ларин – Под ред. Э.А. Бакирова, 2-е изд. – М.: Недра, 1990. – 240 с.
5. Височанський І.В. Наукові засади пошуків несклепінних пасток вуглеводнів у Дніпровсько-Донецькому авлакогені/ І.В. Височанський. – Харків: ХНУ імені В.Н. Каразіна, 2015. – 236 с.
6. Гірничий енциклопедичний словник/ За ред. В.С. Білецького. – Донецьк: Східний видавничий дім. – Т.1. – 2001. – 512 с., Т.2. – 2002. – 639 с., Т.3. – 2004. – 752 с.
7. Михайлов В.А. Горючі корисні копалини України: Підручник/ В.А. Михайлов, М.В. Курило, В.Г. Омельченко, Л.С. Леончак, В.В. Огар, В.М. Загнітко, О.В. Омельчук, В.В. Шунько, В.М. Гулій, Л.С. Лисиченко. – К.: «КНУ», 2009. – 376 с.
8. Довідник з нафтогазової справи/ За ред. В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с.
9. Євдошук М.І. Ресурсне забезпечення видобутку вуглеводнів України за рахунок малорозмірних родовищ/ М.І. Євдошук. – К.: Наукова думка, 1997. – 278 с.
10. Колодій В.В. Нафтогазова гідрогеологія: підручник для ВНЗ/ В.В. Колодій, Б.Й. Маєвський – Івано-Франківськ: Факел, 2009. – 141 с.
11. Леворсен А. Геология нефти и газа/ А. Леворсен. – М.: Мир, 1970. – 638 с.

- 12.Маєвський Б.Й. Нафтогазоносні провінції світу/ Б.Й. Маєвський, М.І. Євдощук, М.І. Лозинський. – К.: Наукова думка, 2002. – 403 с.
- 13.Маєвський Б.Й. Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів/ Б.Й. Маєвський, О.Є. Лозинський, В.В. Гладун, П.М. Чепіль. – К.: Наукова думка, 2004. – 446 с .
- 14.Мала гірнича енциклопедія: в 3-х т/ За ред. В.С. Білецького. – Донецьк: Донбас. – Т.1. – 2004. – 640 с ., Т.2. – 2007. – 652 с , Т.3. 2013. – 644 с .
- 15.Лончак Л.С. Основи геології нафти та газу: підручник для ВНЗ/ Л.С. Лончак, В.Г. Омельченко. – Івано-Франківськ: Факел, 2004 . – 276 с .
- 16.Світлицький В.М. Геологічні основи та теорія пошуків і розвідки нафти і газу: Навч. посібник для ВНЗ/ В.М. Світлицький, О.Р. Стельмах, І.В. Світлицька. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2010. – 390 с .
- 17.Суярко В.Г. Структурно-геохімічні критерії прогнозування скупчень вуглеводнів (на прикладі Західно-Донецького грабену)/ В.Г. Суярко, В.М. Загнітко, Г.В. Лисиченко. – К.: Салютіс, 2010. – 83 с .
- 18.Суярко В.Г. загальна та нафтогазова геологіч: навч. Посібник/ В.Г. Суярко, О.О. Сердюкова, В.В. Сухов. – Харків: ХНУ імені В.Н. Каразіна, 2013. – 212 с
- 19.Яремійчук Р.С. основи гірничого виробництва/ Р.С. Яремійчук, В.Р. Возний. – К.: Українська книга, 2001 . – 360 с .